

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Estudo da Contratação de Reserva Secundária e
Terciária em Portugal Continental e Análise da
sua Relação com a Produção Eólica e Fotovoltaica**

Gonçalo Nuno da Cruz Barrias

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Doutor João Paulo Tomé Saraiva

Fevereiro de 2018

Resumo

À semelhança do que se verificou em diversas áreas do setor económico nas últimas décadas, o setor elétrico foi também alvo de um processo de liberalização e reestruturação em diversos países. A criação de mercados regulados revolucionou o setor e permitiu criar um ambiente mais competitivo e transparente, convergindo para a criação de mercados de eletricidade transnacionais. O Mercado Ibérico de Eletricidade, MIBEL, é um exemplo de um mercado de eletricidade transnacional que inclui Portugal e Espanha, tendo entrado em funcionamento a 1 de julho de 2007.

Com a liberalização do setor elétrico em Portugal surgiu também a criação de um Operador de Sistema responsável pela gestão técnica do sistema elétrico de energia, garantindo sempre a fiabilidade e segurança do mesmo através do recurso a Serviços de Sistema. Assim, os Serviços de Sistema passaram a ter um papel mais importante na gestão global do sistema, sendo também uma parte integrante do MIBEL que se encontra estruturado em Mercado Diário, Mercado Intradiário, Mercado de Serviços de Sistema e Mercado a Prazo.

Paralelamente com a criação do MIBEL, a componente renovável no *mix* de produção de eletricidade em Portugal aumentou significativamente nos últimos anos, com especial foco para a produção eólica e fotovoltaica, sendo que a primeira já assegura uma parcela significativa na alimentação do consumo em Portugal. No entanto, esta fonte de energia renovável tem como maior desvantagem a sua intermitência devido à alteração da velocidade e direção do vento, resultando em variações na sua produção.

Para além da intermitência da produção eólica existe também uma constante variação no consumo bem como saídas de serviço por avaria de componentes do sistema, decorrentes do seu ciclo de vida. Apesar de todos estes aspetos serem alvo de muitos estudos, dificultam o papel do Operador de Sistema uma vez que originam alterações da frequência em relação ao seu valor nominal. O recurso a Serviços de Sistema, nomeadamente a reserva de regulação primária, secundária e terciária, permitem colmatar este problema.

Neste trabalho é feita uma análise dos resultados obtidos no Mercado de Serviços de Sistema em Portugal, no que diz respeito à reserva de regulação secundária e terciária, e dos valores da produção eólica e fotovoltaica verificados no respetivo espaço temporal. O principal objetivo visa retirar conclusões relativamente à existência ou não de uma relação entre a produção eólica e fotovoltaica e a energia contratada e mobilizada através da reserva de regulação secundária e terciária. A análise feita é referente aos valores obtidos no decorrer do ano de 2016.

Abstract

Similarly to what happened in various areas from the economic sector in the past decade, the electrical sector has been through a liberalization process in some countries, resulting in the creation of regulated electricity markets. These regulated markets changed the sector and brought with it a more competitive and clear environment, converging to the creation of transnational markets. The Iberian Electricity Market, also known as MIBEL, is an example of a transnational electricity market that started its operation in July of 2007 and includes Portugal and Spain.

With the liberalization process and the creation of a regulated electricity market in Portugal a new entity emerged, the System Operator. The System Operator is responsible for the technical operation of the system, ensuring its reliability and security through the System Services. The System Services became an important part of the system management and also integrated MIBEL in the System Services Market, along with the Daily and Intraday Market and the Derivatives Market.

Along with the creation of MIBEL, the renewable portion of the energy production in Portugal increased significantly, with special focus on the wind and photovoltaic energy. The wind energy production assures a significant portion of the consumption in Portugal, but its intermittency caused by the constant change of the wind velocity and direction causes variations in its production.

In addition to the intermittency of the wind production there is also a constant variation in the energy consumption and there is also the risk of some generators being turned off the grid due to technical problems. Even though all these aspects go through vigorous studies, they have impact in the system stability and make it harder for the System Operator to ensure the maintenance of the frequency. The use of System Services, mainly the primary, secondary and tertiary energy reserve, helps the System Operator to achieve the designated frequency and stability.

In this work, the results of the System Services Market in Portugal, concerning the secondary and tertiary energy reserve, and the wind and photovoltaic production are analysed. The main purpose is drawing conclusions regarding the possibility of a connection between the wind and photovoltaic production and the acquisition of secondary energy reserve and the mobilization of secondary and tertiary energy reserve.

Agradecimentos

Aos meus pais, irmã e avós pelo apoio dado ao longo de todos estes anos e que me deixaram sempre tomar as decisões que entendi e seguir os caminhos que escolhi durante o meu trajeto académico. Sem eles este trabalho e o culminar dos meus estudos não era o mesmo.

A todos os meus amigos fora da FEUP que, mesmo não me acompanhando na mesma instituição e ensino, estiveram sempre presentes e de uma forma ou de outra me apoiaram e ajudaram a ultrapassar os obstáculos que surgiram ao longo deste trajeto.

A todos os meus colegas e amigos da FEUP, especialmente do BEST, pela camaradagem e apoio dado e também por me mostrarem tudo o que esta instituição tem a oferecer.

Ao meu orientador, Professor Doutor João Saraiva, por todo o apoio, disponibilidade e rigor prestados ao longo desta última fase e que foi preponderante na realização deste trabalho.

À EDP Produção e ao Engenheiro José Carlos Sousa pela ajuda e cooperação na realização deste trabalho.

A todos o meu sincero e profundo Obrigado!

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras	xii
Lista de tabelas	xv
Abreviaturas e Símbolos	xvii
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 Enquadramento e objetivos	1
1.2 Estrutura.....	2
Capítulo 2	3
Mercado Ibérico de Eletricidade	3
2.1 Evolução do setor elétrico.....	3
2.2 Setor Elétrico Português	4
2.2.1 Evolução histórica.....	4
2.2.2 Organização do setor	6
2.2.3 Componente renovável em 2016	8
2.3 Setor Elétrico Espanhol	9
2.3.1 Evolução histórica.....	9
2.3.2 Organização do setor	10
2.3.3 Componente renovável em 2016	11
2.4 O MIBEL	12
2.4.1 Enquadramento histórico	12
2.4.2 Estrutura.....	14

2.4.2.1	OMIE	15
2.4.2.2	OMIP	17
Capítulo 3	19
Serviços de Sistema	19
3.1	Generalidades	19
3.1.1	Controlo de frequência	20
3.1.2	Controlo de tensão	25
3.1.3	<i>Black Start</i>	25
3.2	Serviços de Sistema em Portugal.....	26
3.2.1	Resolução de restrições técnicas.....	27
3.2.1.1	Resolução de restrições técnicas no mercado diário	27
3.2.1.2	Resolução de restrições técnicas no mercado intradiário	29
3.2.1.3	Resolução de restrições técnicas em tempo real	29
3.2.2	Controlo de tensão	29
3.2.3	Controlo de frequência	30
3.2.3.1	Regulação primária	30
3.2.3.2	Regulação secundária	30
3.2.3.3	Regulação terciária	31
3.3	Serviços de Sistema em Espanha	31
3.3.1	Resolução de restrições técnicas.....	32
3.3.1.1	Resolução de restrições técnicas no mercado diário	33
3.3.1.2	Resolução de restrições técnicas no mercado intradiário	34
3.3.1.3	Resolução de restrições técnicas em tempo real	34
3.3.2	Regulação de tensão	35
3.3.3	Controlo de frequência	35
3.3.3.1	Regulação primária	35
3.3.3.2	Regulação secundária	36
3.3.3.3	Regulação terciária	36
Capítulo 4	39
Análise dos resultados dos Mercados de Serviços de Sistema e da produção eólica e fotovoltaica no ano de 2016	39
4.1	Introdução.....	39
4.2	Análise geral da produção eólica e fotovoltaica em 2016	40
4.3	Análise geral dos valores obtidos no Mercado de Serviços de Sistema	43
4.3.1	Banda de regulação secundária contratada	43
4.3.2	Energia de regulação secundária mobilizada	46
4.3.3	Energia de regulação terciária mobilizada	49
Capítulo 5	53

Estudo da relação entre a reserva secundária e terciária e a produção eólica e fotovoltaica em 2016	53
5.1 Introdução.....	53
5.2 Relação entre a produção eólica e as reservas secundária e terciária	54
5.2.1 Análise do mês de fevereiro	54
5.2.2 Análise dos dias 6, 7, 8, 9 e 10 de maio	61
5.2.3 Análise do mês de setembro	65
5.3 Relação entre a produção fotovoltaica e as reservas secundária e terciária	71
5.3.1 Análise do mês de janeiro	71
5.3.2 Análise do mês de julho	76
Capítulo 6	83
Conclusão	83
Referências	89

Lista de figuras

Figura 2.1 - Evolução do <i>mix</i> de produção de eletricidade entre os anos de 2005 a 2016 em Portugal [15].	9
Figura 2.2 - Evolução da potência instalada de 2007 a 2016 em Espanha [21].	12
Figura 2.3 - Curvas agregadas de compra e de venda de energia elétrica no OMIE para a hora 18 do dia 6 de julho de 2017.	16
Figura 3.1 - Sequência de ativação dos controlos de reserva após uma perturbação [38].	21
Figura 3.2 - Utilização e responsabilidades dos diferentes tipos de controlo de reserva [39].	24
Figura 3.3 - Evolução temporal dos diferentes tipos de controlo de reserva [39].	24
Figura 4.1 - Evolução da produção de energia eólica e do consumo em Portugal ao longo do ano de 2016.	41
Figura 4.2 - Evolução da produção de energia fotovoltaica em Portugal ao longo do ano de 2016.	42
Figura 4.3 - Evolução da banda de reserva secundária contratada em Portugal no ano de 2016.	44
Figura 4.4 - Evolução do preço médio mensal da banda de reserva secundária contratada em Portugal no ano de 2016.	45
Figura 4.5 - Evolução da energia de reserva secundária mobilizada em Portugal no ano de 2016.	46
Figura 4.6 - Evolução do preço médio mensal da banda de reserva secundária e terciária mobilizada em Portugal no ano de 2016.	47
Figura 4.7 - Evolução da energia de reserva terciária mobilizada em Portugal no ano de 2016.	49
Figura 5.1 - Produção eólica e banda de reserva secundária contratada no mês de fevereiro de 2016.	55
Figura 5.2 - Produção eólica e energia de reserva secundária mobilizada em fevereiro de 2016.	55

Figura 5.3 - Produção eólica e banda de reserva secundária contratada a subir e a descer nos dias 4, 5 e 6 de fevereiro de 2016.	56
Figura 5.4 - Produção eólica e energia de reserva secundária mobilizada a subir e a descer nos dias 4, 5 e 6 de fevereiro de 2016.	57
Figura 5.5 - Produção eólica e energia de reserva terciária mobilizada em fevereiro de 2016.	58
Figura 5.6 - Produção eólica e energia de reserva terciária mobilizada a subir e a descer nos dias 3, 4, 5 e 6 de fevereiro de 2016.	59
Figura 5.7 - Produção eólica e energia de reserva terciária mobilizada a subir e a descer nos dias 23, 24, 25, 26 e 27 de fevereiro de 2016.	60
Figura 5.8 - Produção eólica e banda de reserva secundária contratada em maio de 2016....	61
Figura 5.9 - Produção eólica e energia de reserva secundária mobilizada em maio de 2016. .	61
Figura 5.10 - Produção eólica e banda de reserva secundária contratada a subir e a descer nos dias 6, 7, 8, 9 e 10 de maio de 2016.....	62
Figura 5.11 - Produção eólica e energia de reserva secundária mobilizada a subir e a descer nos dias 6, 7, 8, 9 e 10 de maio de 2016.....	63
Figura 5.12 - Produção eólica e banda de reserva terciária mobilizada em fevereiro de 2016.	64
Figura 5.13 - Produção eólica e energia de reserva terciária mobilizada a subir e a descer nos dias 6, 7, 8, 9 e 10 de maio de 2016.....	64
Figura 5.14 - Produção eólica e banda de reserva secundária contratada no mês de setembro de 2016.	66
Figura 5.15 - Produção eólica e energia de reserva secundária mobilizada em setembro de 2016.	66
Figura 5.16 - Produção eólica e banda de reserva secundária contratada a subir e a descer nos dias 7, 8, 9, 10, 11 e 12 de setembro de 2016.....	67
Figura 5.17 - Produção eólica e energia de reserva secundária mobilizada a subir e a descer nos dias 7, 8, 9, 10, 11 e 12 de setembro de 2016.....	68
Figura 5.18 - Produção eólica e energia de reserva terciária mobilizada em setembro de 2016.	69
Figura 5.19 - Produção eólica e energia de reserva terciária mobilizada a subir e a descer nos dias 12, 13 e 14 de setembro de 2016.....	70
Figura 5.20 - Produção fotovoltaica e banda de reserva secundária contratada no mês de janeiro de 2016.....	71
Figura 5.21 - Produção fotovoltaica e energia de reserva secundária mobilizada em janeiro de 2016.	72
Figura 5.22 - Produção fotovoltaica e banda de reserva secundária contratada a subir e a descer nos dias 1, 2, 3, 4 e 5 de janeiro de 2016.	73

Figura 5.23 - Produção fotovoltaica e reserva secundária mobilizada a subir e a descer nos dias 1, 2, 3, 4 e 5 de janeiro.....	74
Figura 5.24 - Produção fotovoltaica e energia terciária mobilizada em janeiro de 2016.....	75
Figura 5.25 - Produção fotovoltaica e energia de terciária mobilizada a subir e a descer nos dias 13, 14 e 15 de janeiro.	76
Figura 5.26 - Produção fotovoltaica e banda de reserva secundária contratada no mês de julho de 2016.	77
Figura 5.27 - Produção fotovoltaica e energia de reserva secundária mobilizada em julho de 2016.	78
Figura 5.28 - Produção fotovoltaica e banda de reserva secundária contratada a subir e a descer nos dias 18, 19, 20 e 21 de julho de 2016.	78
Figura 5.29 - Produção fotovoltaica e reserva secundária mobilizada a subir e a descer nos dias 18, 19, 20 e 21 de julho de 2016.	79
Figura 5.30 - Produção fotovoltaica e energia de reserva terciária mobilizada em julho de 2016.	80
Figura 5.31 - Produção fotovoltaica e energia de reserva terciária mobilizada a subir e a descer nos dias 18, 19, 20 e 21 de julho de 2016.	81

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Sequência cronológica de eventos relevantes para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade.	14
Tabela 3.1 - Margens de tensão permitida nos nós durante o funcionamento do sistema em estado normal [40].	27
Tabela 3.2 - Margens de tensão permitida nos nós após a recuperação do regime permanente na sequência de uma falha simples do sistema [40].	27
Tabela 3.3 - Margens de tensão permitida nos nós durante o funcionamento do sistema em estado normal em Espanha [48].	32
Tabela 3.4 - Margens de tensão permitida nos nós após a recuperação do regime permanente na sequência de uma falha simples do sistema em Espanha [49].	32
Tabela 4.1 - Produção eólica e o seu impacto no consumo de energia em Portugal no ano de 2016.	40
Tabela 4.2 - Produção eólica e o seu impacto no consumo de energia em Portugal ao longo do ano de 2016.	41
Tabela 4.3 - Produção fotovoltaica e o seu impacto no consumo de energia em Portugal no ano de 2016.	42
Tabela 4.4 - Valores obtidos para a banda contratada de reserva secundária em Portugal no ano de 2016.	43
Tabela 4.5 - Volume Económico relativo à banda de reserva secundária contratada em 2016.	45
Tabela 4.6 - Energia secundária mobilizada em todos os meses de 2016.	47
Tabela 4.7 - Volume Económico relativo à energia de reserva secundária mobilizada em 2016.	48
Tabela 4.8 - Volume Económico total relativo à reserva secundária em 2016.	49
Tabela 4.9 - Energia terciária mobilizada em todos os meses de 2016.	50
Tabela 4.10 - Volume Económico relativo à energia de reserva terciária mobilizada em 2016.	51

Abreviaturas e Símbolos

ACER	Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia
AGC	<i>Automatic Generation Control</i>
CNE	Companhia Nacional de Electricidade
CPE	Companhia Portuguesa de Electricidade
EDP	Energias de Portugal
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators - Electricity</i>
ETP	Empresa Termoeléctrica Portuguesa
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FERC	<i>Federal Electricity Regulatory Commission</i>
HED	Hidroeléctrica do Douro
HEZ	Hidroeléctrica do Zêzere
HICA	Hidroeléctrica do Cávado
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
OMI	Operador de Mercado Ibérico
OMIE	<i>Operador del Mercado Ibérico - Polo Español</i>
OMIP	Operador de Mercado Ibérico - Pólo Português
PDBF	Programa Diário Base de Funcionamento
PDVP	<i>Programa Diario Viable Provisional</i>
PHF	Programa Horário Final
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
REE	<i>Red Eléctrica de España</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
UNESA	<i>Unidad Eléctrica S.A.</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento e objetivos

Nas últimas décadas verificou-se uma alteração do paradigma no setor elétrico por todo o mundo, sendo cada vez mais comum a existência de mercados transnacionais de eletricidade como consequência de processos de liberalização do setor. A criação de mercados de energia competitivos e a reestruturação do setor elétrico impulsionada pela privatização de diversas entidades da área levou à necessidade da criação de mercados competitivos para a contratação de Serviços de Sistema. Em Portugal este mercado iniciou-se em julho de 2007, com a entrada em funcionamento do MIBEL, sendo o serviço de reserva de regulação secundária e terciária ambos negociados em mercados específicos.

O objetivo deste trabalho consiste na análise dos valores contratados nos mercados de Serviços de Sistema em Portugal Continental no ano de 2016, nomeadamente no que diz respeito aos valores de banda de reserva secundária contratada, energia de reserva secundária mobilizada e energia de reserva terciária mobilizada. Juntamente com estes dados, é também feita uma análise dos valores da produção eólica e fotovoltaica, no mesmo período em Portugal, com o objetivo principal de verificar a existência de alguma relação entre estes valores, assim como a sua variação e intermitência, com os valores obtidos nos mercados de Serviços de Sistema acima referidos. Assim, o objetivo primordial passa por verificar se a produção eólica e fotovoltaica tem influência na contratação e mobilização de energia de reserva secundária e na mobilização de energia de reserva terciária, ambas negociadas em ambiente de mercado.

Desta forma, no presente documento é detalhada a evolução do sistema elétrico em Portugal e Espanha, assim como a criação do MIBEL e as regras de fornecimento e contratação dos Serviços de Sistema, e é também feita uma referência à definição geral de Serviços de Sistema. Posteriormente é feita uma análise global dos valores da produção eólica e fotovoltaica e dos valores obtidos nos mercados de Serviços de Sistema no ano de 2016 em Portugal. Por fim, é feita uma análise comparativa entre estes dados.

1.2 Estrutura

Esta dissertação é constituída por seis capítulos, sendo o presente capítulo o primeiro e em que é feita referência aos objetivos do trabalho, o seu enquadramento com o panorama atual e ainda a estrutura do documento.

No Capítulo 2, Mercado Ibérico de Eletricidade, é feita uma análise histórica da evolução do setor elétrico em Portugal e em Espanha até à atualidade e como estão organizados cada um dos setores. É ainda feita uma pequena referência à componente renovável em cada um dos países em 2016. De seguida, é feito um enquadramento histórico do MIBEL, como está organizado e estruturado, e é ainda analisado o funcionamento do OMIP e OMIE, pólos português e espanhol, respetivamente, do MIBEL.

No Capítulo 3, Serviços de Sistema, é apresentada a definição de Serviços de Sistema, em que consiste e em que difere a sua definição na literatura da especialidade. É ainda feita referência aos diversos tipos de Serviços de Sistema existentes e a que os Operadores de Sistema em Portugal e Espanha podem recorrer, com a definição das regras em cada país, como são contratados e como são geridos.

No Capítulo 4, Análise dos resultados dos mercados de Serviços de Sistema e da produção eólica e fotovoltaica no ano de 2016, é feita uma análise geral dos valores da produção fotovoltaica e eólica em Portugal no ano de 2016 e ainda dos valores da banda de regulação secundária contratada e da energia de regulação secundária e terciária mobilizadas.

No Capítulo 5, Estudo da relação entre a reserva secundária e terciária e a produção eólica e fotovoltaica em 2016, são analisados os resultados dos mercados de Serviços de Sistema, no que diz respeito à banda secundária contratada e à energia secundária e terciária mobilizadas, e os valores da produção eólica e fotovoltaica com o objetivo de verificar a existência de alguma relação entre estes. Para este estudo foram escolhidos meses e dias específicos e é feita uma análise separada entre a produção eólica e fotovoltaica.

No Capítulo 6, Conclusão, são apresentadas as principais conclusões relativas aos estudos efetuados e são ainda apresentadas sugestões que possam permitir no futuro a realização de novos trabalhos nestas áreas.

Capítulo 2

Mercado Ibérico de Eletricidade

2.1 Evolução do setor elétrico

A utilização da energia elétrica em grande escala teve o seu início entre finais do século XIX e o início do século XX, tendo o aumento das cargas e a evolução do setor industrial dado origem ao desenvolvimento das redes elétricas. O aumento da extensão das linhas e dos seus níveis de tensão originou a que a opção pelo transporte em corrente alternada se tornasse prática comum pelos benefícios que esta opção trazia, nomeadamente no que diz respeito às perdas [1][1], [2].

Durante um longo período de tempo a estrutura dos sistemas elétricos diferia de país para país, e foi após a 2ª Guerra Mundial que ocorreram grandes e significativas alterações nessa mesma estrutura. Em muitos países afetados pela guerra os setores elétricos foram nacionalizados, tal como aconteceu em Portugal em 1975 [1].

Até ao início da década de 70 o setor elétrico era um setor estável e pouco volátil, com aumentos anuais de carga constantes o que facilitava o processo de previsão, planeamento e expansão das redes. No entanto, nessa mesma década, mais propriamente em 1973, teve início a crise petrolífera que destabilizou a economia mundial com aumentos de taxas de inflação e de juros, afetando o setor energético. O que anteriormente era um setor previsível e estável era agora um setor com comportamentos mais erráticos e de difícil previsão [1].

Na década de 80 diversas atividades económicas sofreram alterações na sua estrutura e começaram a ser desreguladas ou liberalizadas, e o setor elétrico não ficou indiferente à mudança. No Chile, o processo de reestruturação teve início em 1979, e já na década dos anos 90, precisamente em 1990, em Inglaterra e Gales, o setor elétrico iniciou também esse processo. Vários países foram seguindo esta tendência de reestruturação do setor elétrico e, ainda hoje, assistimos à formação de mercados transnacionais. Em 1991, o parlamento Norueguês aprovou a desregulamentação do mercado de energia elétrica, dando assim os primeiros passos para a criação, em 1995, do *Nord Pool*, o Mercado Nórdico. Este mercado é atualmente composto pela Finlândia, Suécia, Noruega, Dinamarca e países bálticos, correspondendo a um dos mercados mais desenvolvidos e com uma elevada variedade de recursos [1], [3], [4].

À semelhança do resto do mundo, em Portugal também se verificou uma tendência para a reestruturação do setor elétrico e para a criação de um mercado de eletricidade, tal como referido de seguida.

2.2 Setor Elétrico Português

2.2.1 Evolução histórica

Até finais do século XIX a utilização de energia elétrica em Portugal era esporádica e localizada em zonas específicas, atraindo principalmente a atenção de uma reduzida parte da população e por motivos científicos ou de curiosidade. Era, portanto, evidente o fraco desempenho das indústrias elétricas em Portugal sendo que a inauguração da primeira rede elétrica ocorreu no Porto em 1888. Em contraste, países como a França ou a Suíça, por essa altura já possuíam importantes estruturas de produção, transporte e de distribuição de energia elétrica [5].

Porém, no final do século XIX a indústria elétrica começa a evoluir e o seu campo de aplicação passa a ser de maior interesse, particularmente por industriais por permitir a sua utilização na iluminação dos interiores das suas fábricas, levando a que se verificasse a instalação de centrais termo e hidroelétricas para uso particular destas fábricas. Para além do setor industrial a energia elétrica começa a dar os primeiros passos na iluminação pública e também nos transportes públicos, sendo que, em setembro de 1895, foram implementados os “elétricos” na cidade do Porto, o que se viria a verificar também em Lisboa, em agosto de 1901. É também neste ano de 1901 que surge a primeira lista de concessões de exploração de indústrias elétricas através de despachos publicados pelo Ministério das Obras Públicas, Comércio e Indústria [5].

Até ao início do século XX existiam já 5 cidades que dispunham de rede elétrica e, até finais de 1910, este número aumentou para 28 cidades de 18 distritos diferentes, sendo que, curiosamente, o distrito da Guarda, era o que possuía um maior número de cidades com rede elétrica (6 cidades). Estas inaugurações ocorreram nas respetivas sedes de concelho e eram, maioritariamente, abastecidas a partir de produção termoelétrica, existindo também centrais hidroelétricas e mistas [5].

Apesar da evolução do setor elétrico no início da segunda década do século XX, esta viria a abrandar a partir de 1914 devido ao início da 1ª Guerra Mundial, pois muitos dos equipamentos e técnicos utilizados provinham de países que estavam envolvidos na dita guerra. No entanto, em meados da segunda década, assistiu-se a uma forte aceleração da instalação de redes elétricas em Portugal e o número de municípios que tinham instalado este equipamento tinha quase quadruplicado para 116 no final de 1930. Quanto à produção de energia a maior parte dos intervenientes possuíam os seus próprios equipamentos electroprodutores, não se verificando o abastecimento de energia por parte de empresas produtoras [5].

Por esta altura era já evidente que a energia elétrica era uma mais valia e que tinha um impacto tremendo nos países e no seu desenvolvimento, e é entre a terceira e a quinta década do século XX que o processo de eletrificação do país mais se intensifica e alarga geograficamente, sendo que as Câmaras Municipais têm um papel preponderante neste processo. Até meados da década de 1920 apenas cerca de 120 concelhos tinham instalado redes

elétricas, sendo que, até ao final de 1944 este número aumentou para quase 250, ou seja, quase duplicou o número de concelhos. No entanto, uma vez mais, a instalação de redes elétricas sofreu quase uma paralisia total devido ao novo conflito mundial que impossibilitou o acesso a equipamentos e técnicos [5].

O processo de eletrificação do país tornou-se inevitável para a indústria e para a evolução e modernização do país, pelo que era uma questão nacional urgente e, em 26 de dezembro de 1944, foi promulgada a Lei nº 2002, “Electrificação do País”. Esta lei foi o primeiro grande passo do Estado perante o processo eletrificador e que seria responsável pelo lançamento das infraestruturas responsáveis pela produção hidroelétrica e termoelétrica, e o estabelecimento da Rede Primária para o seu transporte. Estabeleceram-se os princípios da produção, transporte e distribuição de energia elétrica, consagrando a centralização da produção e a preferência pela hidroeletricidade. A intervenção do estado na organização do sistema elétrico foi fundamental para o desenvolvimento do setor, através da elaboração de leis, estudos e construção de empreendimentos [5], [6].

Como consequência da Lei nº 2002, o Estado constituiu, em outubro de 1945, duas empresas de capital misto, a Companhia Hidroelétrica do Cávado (HICA) e a Companhia Hidro-Elétrica do Zêzere (HEZ), com o objetivo da construção de barragens de albufeira no Rio Zêzere, Cávado e seus afluentes. A aplicação da Lei nº 2002 passa a ter resultados nos anos seguintes, verificando-se a inauguração, primeiramente, dos aproveitamentos hidroelétricos de Castelo de Bode e de Venda Nova, ambos em 1951, e mais tarde as centrais de Salamonde em Paradela, respetivamente em 1953 e 1956, no sistema electroprodutor Cávado, e as centrais de Cabril e Bouçã, respetivamente em 1954 e 1955, no Zêzere. No seguimento da criação da HICA e da HEZ, surge também a criação da Hidroelétrica do Douro (HED), em 1953, com o objetivo de exploração do Douro Internacional, resultando na inauguração das centrais de Picote em 1958 e de Miranda em 1960 [7].

No início de 1947 surge então o interesse do Governo em promover a constituição de uma nova empresa concessionária da rede de transporte e interligação, que se viria a concretizar a 14 de abril de 1947, com a constituição da Companhia Nacional de Electricidade (CNE). A constituição da CNE teve um grande e importante apoio dos Estados Unidos da América, como consequência do Plano Marshall, ou Programa de Recuperação Europeia, na sequência da 2ª Guerra Mundial, e teve como primeiro presidente o Eng.º Ferreira Dias. A CNE tinha como grandes objetivos [5], [7], [8]:

- O estabelecimento e exploração de linhas de transporte e subestações destinadas ao fornecimento de energia elétrica a concessionários de grande de distribuição ou a alguns consumidores;
- Interligar os sistemas produtores permitindo uma exploração racional e ordenada;
- Formar técnicos no projeto, construção e exploração das novas instalações.

Nos primeiros anos após a constituição da CNE, são criadas instalações que viriam a interligar os sistemas do Zêzere e do Cávado aos locais de consumo, tendo-se escolhido o nível de tensão de 150 kV, e, em 1951, a rede inicia-se com a inauguração do abastecimento das cidades de Lisboa e do Porto. No mesmo ano entra ainda em serviço a subestação de Ermesinde e, no ano seguinte, a de Sacavém-Setúbal, tornando-se fundamentais para o sistema elétrico nacional [7].

Começa então a ficar evidente que era necessário uma empresa responsável pela coordenação da rede elétrica assim como a realização de previsões de consumos, por forma a utilizar com eficácia as disponibilidades energéticas. Surge então, em 1951, o Repartidor Nacional de Cargas, destinado a estabelecer o despacho da produção da Rede Elétrica Nacional [7].

Em dezembro de 1969 o Estado decide avançar com a fusão de todas as empresas em que era acionista com o objetivo de tornar mais clara a definição de um modelo capaz de levar a cabo a eletrificação do país. Consequentemente, a HICA, a HEZ, a HED, a Empresa Termoelétrica Portuguesa (ETP) e a CNE são fundidas numa nova empresa, a Companhia Portuguesa de Electricidade (CPE). Posto isto, verificou-se que 90% da energia elétrica produzida em Portugal em meados de 1970 era da responsabilidade da CPE, assim como praticamente a totalidade da rede de transporte em alta tensão [5].

Após a revolução de abril de 74 deu-se início ao processo de nacionalização de várias empresas do setor. O Decreto Lei nº 205-G/75, de 16 de abril, nacionalizou as empresas de produção e distribuição de energia elétrica e, mais tarde, é criada a empresa Electricidade de Portugal (EDP), através do Decreto Lei nº 501/76, de 30 de junho, que viria a absorver todas as empresas do setor nacionalizadas no ano anterior. Em finais de 1977, o sistema electroprodutor explorado pela recentemente criada EDP era constituído por 41 centrais hidroelétricas e 4 centrais termoelétricas [5], [9].

A Diretiva 96/92/CE, de 19 de dezembro, veio estabelecer regras com vista à criação de um Mercado Interno de Eletricidade, dando-se início à liberalização do setor. Com a publicação do pacote legislativo no final dos anos 80 e início dos anos 90, deu-se a divisão da EDP em 1994. Constituiu-se assim a Rede Elétrica Nacional (REN), atualmente designada por Redes Energéticas Nacionais, responsável pela gestão do Sistema de Despacho Nacional, das interligações com Espanha e da área de transporte [10].

Em 1995, foi criada a Entidade Reguladora do Sector Elétrico (ERSE), atual Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, responsável pela regulação do setor da eletricidade e tendo como uma das principais funções a proteção dos direitos e interesses dos consumidores.

2.2.2 Organização do setor

O quadro organizativo do Sistema Elétrico Nacional (SEN) foi aprovado em 1995, e posteriormente alterado em 1997, de forma a ficar enquadrado com as regras para o mercado interno de eletricidade previstas na Diretiva nº 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, abordado no Capítulo 2.3 deste documento. Este quadro estabeleceu a coexistência de um sistema elétrico de serviço público e um sistema elétrico independente, este último numa lógica de mercado [11].

O Decreto Lei nº 29/2006 de 15 de fevereiro definiu um quadro legislativo e articulado com a legislação comunitária e estabeleceu os princípios de organização e funcionamento do SEN, assim como as regras gerais das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização. Este novo quadro estabeleceu então um sistema elétrico nacional integrado, em que as atividades de produção e comercialização são exercidas em regime de mercado de livre concorrência, e as atividades de transporte e distribuição são reguladas e exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público [11].

A atividade de transporte de eletricidade ficou então separada jurídica e patrimonialmente das restantes atividades do sistema elétrico, e, dada a sua importância para o correto funcionamento do mesmo, fica à responsabilidade do concessionário da Rede Nacional de Transporte (RNT) a função de gestão técnica global do sistema, de forma a garantir a continuidade e segurança do abastecimento e o funcionamento integrado e eficiente do sistema. Atualmente, cabe à REN S.A., como entidade concessionária da RNT, desempenhar, entre outras, as seguintes funções [3]:

- Assegurar a exploração e manutenção da RNT em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço;
- Gerir os fluxos de eletricidade na rede;
- Disponibilizar serviços de sistema aos utilizadores rede elétrica;
- Assegurar o planeamento, construção e gestão técnica da RNT;
- Prever os níveis de reservas necessários para garantia de segurança de abastecimento a curto e médio prazo;
- Receber dos Operadores de Mercado (OM) e de todos os agentes diretamente interessados a informação necessária à gestão técnica global do sistema.

A produção de energia elétrica em Portugal continental era, tradicionalmente, de origem predominantemente hídrica, mas, recentemente, tem vindo a aumentar a produção de energia a partir de fontes de energia renovável. Assim, a produção de eletricidade pode ser subdividida em Produção em Regime Ordinário (PRO) e Produção em Regime Especial (PRE). A PRO é exercida em regime de livre concorrência e diz respeito a todas as fontes clássicas não renováveis bem como as grandes centrais hidroelétricas, ou seja, é toda a atividade de produção de energia elétrica que não esteja abrangida por um regime jurídico especial. Por outro lado, a PRE encontra-se ao abrigo de um regime legal próprio no âmbito da adoção de políticas destinadas a incentivar a produção de eletricidade nomeadamente através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e eletricidade. Atualmente, considera-se PRE a produção de energia elétrica [10], [11], [12]:

- Em recursos hídricos para centrais até 10 MVA (10 MW em alguns casos);
- Que utilize fontes de energia renovável;
- Com base em resíduos (urbanos, industriais e agrícolas);
- Através da microprodução até 5,75 kW de potência instalada;
- Em baixa tensão, até 150 kW de potência instalada;
- Através de cogeração.

Relativamente à distribuição da energia elétrica esta processa-se através da exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND), que corresponde às redes em média e alta tensão, e da exploração das redes de distribuição em baixa tensão. Tal como na atividade de transporte, a atividade de distribuição de energia elétrica é exercida mediante uma única concessão do Estado, sendo que a distribuição de eletricidade em média e alta tensão está concessionada, atualmente, à EDP Distribuição. Estas redes de distribuição são compostas por linhas aéreas e por cabos subterrâneos de 60 kV, no caso da Alta Tensão, e de 30 kV, 15 kV e 10 kV, no caso da Média Tensão. Relativamente à distribuição de energia elétrica em Baixa Tensão esta é feita a 400/230 V e continuam a ser exploradas mediante concessões municipais, na maioria dos casos também da responsabilidade da EDP Distribuição. Além das linhas e dos cabos referidos, a RND é também constituída por subestações, postos de seccionamento, postos de transformação e equipamentos acessórios ligados à sua exploração [11], [13].

A última cadeia de fornecimento de energia elétrica é a atividade de comercialização de energia elétrica. Esta atividade é exercida em mercado livre, pelo que os comercializadores podem comprar e vender eletricidade livremente, sendo que para o efeito, têm o direito de acesso às redes de transporte e de distribuição de energia, mediante o pagamento de tarifas reguladas estabelecidas pela entidade reguladora, neste caso, a ERSE [11]. Os comercializadores são denominados de Comercializadores Livres caso atuem no Mercado Liberalizado, existindo ainda um Comercializador de Último Recurso caso opere no Mercado Regulado, sendo que este último é desempenhado pela EDP Serviço Universal. O Comercializador de Último Recurso tem a obrigação de assegurar o fornecimento de energia elétrica a todos os consumidores regulados e a todos os clientes que o requisitem. A energia adquirida por parte do Comercializador de Último Recurso deve ser proveniente da PRE e pode ainda adquirir eletricidade em mercados organizados ou através de contratos bilaterais mediante a realização de concursos. As tarifas de venda a clientes finais por parte do Comercializador de Último Recurso são definidas pela ERSE, de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário.

2.2.3 Componente renovável em 2016

Na sequência da aprovação do pacote clima-energia por parte do Parlamento Europeu em 2008, muitos foram os países que alteraram as suas políticas energéticas com o objetivo de cumprir o estabelecido na nova legislação. Este pacote tem como objetivo reduzir em 20% as emissões de gases com efeito de estufa, elevar para 20% a quota parte das energias renováveis no consumo de energia e aumentar em 20% a eficiência energética até ao ano de 2020.

Assim, Portugal tem acompanhado a estratégia da política comunitária na área da energia e a maior utilização de recursos endógenos e renováveis para a produção de eletricidade permitiu reduzir a dependência energética do país, alterando o *mix* de produção de eletricidade. No ano de 2005 a produção elétrica de origem renovável foi de 8,3 TWh, equivalente a 17% do consumo, enquanto que em 2016 este valor subiu para 32,3 TWh, representando 57% do consumo total [14], [15].

O ano de 2016 em Portugal foi um ano de sucesso no que diz respeito à produção de energia a partir de fontes renováveis, tanto pela elevada pluviosidade verificada ao longo do ano, com um índice de hidroeletricidade favorável, assim como pelo aumento da potência renovável instalada. Neste ano entrou em regime experimental a central hidroelétrica de Frades II, equipada com dois grupos reversíveis de velocidade variável de 780 MW no total, e ainda um aumento de potência instalada em centrais eólicas na ordem dos 200 MW, sendo que 149 MW dizem respeito ao aproveitamento do Douro Sul [15].

Estes fatores ajudaram e impulsionaram a economia portuguesa, no sentido em que no ano de 2016 o saldo exportador foi de 5,1 TWh, ao invés dos últimos 15 anos em que o saldo fora sempre importador. Este feito permitiu obter uma receita líquida de cerca de 200 milhões de euros [14].

Na Figura 2.1 é possível verificar a evolução da componente renovável na produção de energia em Portugal, com evidente destaque para a produção hídrica e para a eólica que aumentou significativamente nos últimos anos.

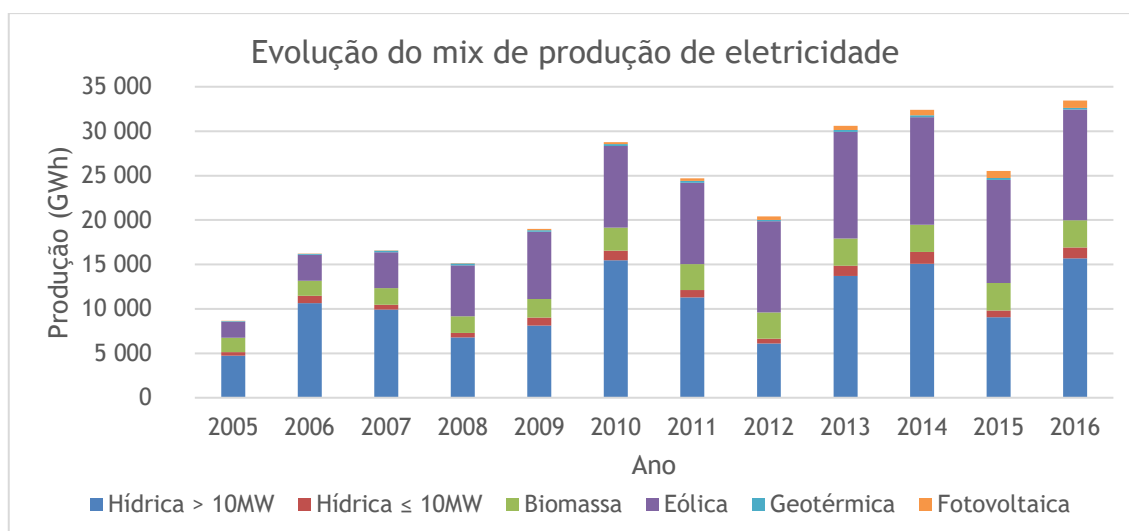


Figura 2.1 - Evolução do *mix* de produção de eletricidade entre os anos de 2005 a 2016 em Portugal [15].

2.3 Setor Elétrico Espanhol

2.3.1 Evolução histórica

Um pouco antes do que em Portugal, em Espanha, o setor elétrico começou a desenvolver-se a partir de meados do século XIX, sendo que a primeira instalação de carácter comercial foi inaugurada em 1852, em que a eletricidade foi usada como iluminação de uma farmácia em Barcelona. No mesmo ano, em Madrid, a sua utilização teve o mesmo fim, o de iluminar a *Plaza de la Armería* e o *Congreso de los Diputados*. Quase 30 anos depois, em 1881 é constituída a *Sociedad Española de la Electricidad*, considerada a primeira empresa elétrica do país, e em 1883 é inaugurada, em Bilbao, a primeira central elétrica para iluminar o porto de Abra [16].

Em 1901 é construída a primeira linha em Espanha, com quase 4 km, e em 1906 é inaugurada uma linha férrea eletrificada que, 3 anos mais tarde, transportaria energia elétrica desde a central de Molinar até Madrid, com uma distância de 250 km e uma tensão de 60 kV [16]. Comparativamente a Portugal era já evidente que o desenvolvimento do setor elétrico em Espanha estava muito mais avançado.

Com o aparecimento da corrente alternada no início do século XX tornou-se possível o transporte de energia a grandes distâncias, e assim, no final dos anos 20 a potência instalada em Espanha era 12 vezes superior ao início do século e sendo 81% da produção de origem hidroelétrica, existindo mesmo um excesso de produção no país [17].

Nos anos da guerra civil espanhola e da 2ª guerra mundial, assim como nos anos seguintes, verificou-se um estagnar da capacidade de produção. Enquanto nos anos anteriores havia um excesso de produção, verificava-se agora uma incapacidade de atender a uma procura crescente, cerca de 27% anualmente. Por forma a tentar solucionar este problema, em 1944, foi criada a *Unidad Eléctrica S.A. (UNESA)*, formada pelas principais empresas do setor elétrico espanhol e com o objetivo de promover o desenvolvimento das interligações dos sistemas elétricos regionais [17].

Em 1953 foram implementadas novas tarifas que incentivaram o ritmo de construção de novas centrais, com o objetivo de uma progressiva e rápida diminuição do défice de capacidade de produção a que se assistia. Estas medidas tiveram efeito quase imediato e contribuíram para uma fase de consolidação e crescimento acentuado da economia espanhola. Em 1970 a produção de energia elétrica tinha já triplicado relativamente a 1960, sendo que a energia proveniente de centrais hidroelétricas tinha diminuído de 84% para 50%. Esta diminuição deveu-se à queda do preço do petróleo, que resultou num aumento significativo da produção em centrais a fuel óleo, e também pela aposta em centrais nucleares. Foi no ano de 1968 que se incorporou a primeira central nuclear no sistema elétrico espanhol, a central José Cabreba na província de Guadalajara [17].

Em 1980 foi promulgada a *Ley de Conservación de la Energía*, ainda em vigor, que tem como objetivo reduzir a dependência do petróleo, promover a poupança de energia e a utilização de energias provenientes de fontes renováveis. Como consequência desta lei entraram em serviço diversas centrais térmicas a carvão assim como grupos nucleares. No entanto, esta década ficou marcada pelos importantes investimentos que foram feitos no setor da eletricidade em Espanha em tempos de crise económica, em que se verificava uma elevada inflação, elevadas taxas de juro e o crescimento da procura não era significativo [18].

Para melhorar o sistema elétrico espanhol e as empresas que nele atuavam foi estabelecido um novo sistema de cálculo de tarifas, que permitiu diminuir o desequilíbrio financeiro. Este sistema ficou conhecido em Espanha como *Marco Legal y Estable*, e começou a ser aplicado gradualmente em 1988, com parâmetros fundamentais e metodológicos de amortização e remuneração de investimentos. Existia então uma remuneração pelos custos de produção e distribuição baseada em valores padrão, um sistema de compensação entre agentes e ainda uma correção de desvios anual. Este novo sistema de cálculo permitiu melhorar substancialmente a situação económica e financeira das empresas e ofereceu estabilidade ao setor. Esta estabilidade deu origem a um processo de concentração de empresas que correspondem na atualidade à ENDESA e IBERDROLA após a fusão de várias empresas [18].

Em 1995 foi aprovada nova legislação de reestruturação do setor elétrico, prevendo-se a existência de um sistema independente e um sistema integrado. O primeiro permitia o estabelecimento de contratos bilaterais, enquanto que o segundo era determinado pela obrigatoriedade de serviço público [10].

Já no ano de 1997 foi aprovada a *Ley del Sector Eléctrico*, que correspondia, até à data, à alteração normativa mais importante da história do setor elétrico em Espanha, em que foram criadas duas novas entidades: o *Operador del Sistema* e o *Operador del Mercado*. O *Operador del Sistema* ficou responsável pela segurança do fornecimento de energia e pela gestão do sistema de produção e transporte, enquanto que o *Operador del Mercado* ficou responsável pela gestão das ofertas de compra e venda de energia elétrica. 10 anos mais tarde, já no ano de 2007, o Operador de Sistema e a concessão da Rede de Transporte ficou a cargo da Red Eléctrica de España (REE) [10], [18].

2.3.2 Organização do setor

Até ao ano de 1998 a estrutura do setor elétrico em Espanha era caracterizada pela existência de poucas empresas e uma estrutura vertical, existindo, portanto, um certo

monopólio em regiões distintas. Com a aprovação da *Ley del Sector Eléctrico*, a *Ley 54/1997* de 27 de novembro, iniciou-se o processo de liberalização do setor resultando numa abertura das redes a terceiros, o estabelecimento de um mercado organizado de energia e na redução da intervenção pública na gestão do sistema [19]. Com a publicação desta lei o mercado elétrico espanhol fica dividido em atividades reguladas, no que diz respeito ao transporte e distribuição, e atividades não reguladas, que dizem respeito à produção e comercialização de energia [20].

Como consequência da criação de um mercado organizado como estabelecido pela *Ley del Sector Eléctrico*, foi assim estruturado um modelo composto por dois mercados distintos: o *Mercado Atacadista*, sendo o mercado da produção ou mercado grossista e extremamente liberalizado, e o *Mercado Retalhista*, sendo o mercado da distribuição ou dos clientes finais e em que apenas os consumidores elegíveis são livres de participar nesse mercado [1].

O mercado de produção de energia elétrica em Espanha está então estruturado em torno de leilões e de um conjunto de processos técnicos de operação do sistema. Este mercado é composto por um mercado diário, um mercado intradiário, um mercado de serviços de sistema, pela resolução de restrições técnicas e pela gestão de desvios [1].

O referido mercado diário, ou *pool*, é composto pelos produtores de energia que apresentam a quantidade que estão dispostos a oferecer para o dia seguinte, assim como o respetivo preço, e pelos comercializadores ou consumidores diretos que por sua vez apresentam propostas de compra com a quantidade que pretendem adquirir e o preço que estão dispostos a pagar. Estas propostas são feitas para cada uma das 24 horas do dia seguinte e cabe ao Operador de Mercado (OMEL, atualmente OMIE), construir as curvas de oferta e procura para cada uma dessas horas, determinando assim o preço e a quantidade de energia elétrica negociada no ponto de equilíbrio do mercado [19], [20].

O mercado intradiário surge como consequência da necessidade de serem efetuados alguns ajustes nas propostas de venda e compra de energia previamente estabelecidas no mercado diário. Este mercado está estruturado em seis sessões ao longo do dia [19].

A *Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad*, OMEL, recebe a informação relativa ao resultado do mercado diário, dos contratos bilaterais, da PRE e efetua o despacho económico.

A REE detém a maioria da rede de transporte espanhola e é responsável pela gestão técnica do sistema elétrico espanhol. O papel de Operador de Sistema é desempenhado pela REE que recebe a informação pertinente do Operador de Mercado e estuda a viabilidade técnica do despacho económico gerado, assegurando a estabilidade e a segurança do sistema [1], [3].

2.3.3 Componente renovável em 2016

Tal como em Portugal, em Espanha a produção e consumo de energia proveniente de fontes renováveis tem aumentado, sendo que, em 2016, 45% da potência total instalada era proveniente destas fontes. A evolução da potência renovável instalada em Espanha ao longo dos últimos anos permite perceber que tanto a tecnologia eólica como a solar foram as grandes fontes impulsionadoras deste incremento, resultando num aumento de 70% relativamente ao ano de 2007 [21].

Este aumento não se verificou apenas na potência instalada mas também na energia produzida, tendo tido uma quota de aproximadamente 40% da produção nacional no ano de 2016. A tecnologia que mais tem tido impacto no *mix* de produção de eletricidade em Espanha é a energia eólica. No ano em estudo, a produção de energia eólica representou aproximadamente 19% da produção total de energia, sendo que no que diz respeito apenas à produção de energia proveniente de fontes renováveis este valor foi de 47%. Ou seja, no ano de 2016 a produção de energia eólica representou quase metade do total de energia renovável produzida [21].

A Figura 2.2 permite verificar a evolução da potência instalada com origem em fontes de energia renováveis de 2007 a 2016 em Espanha, evidenciando-se o aumento da potência eólica e solar.

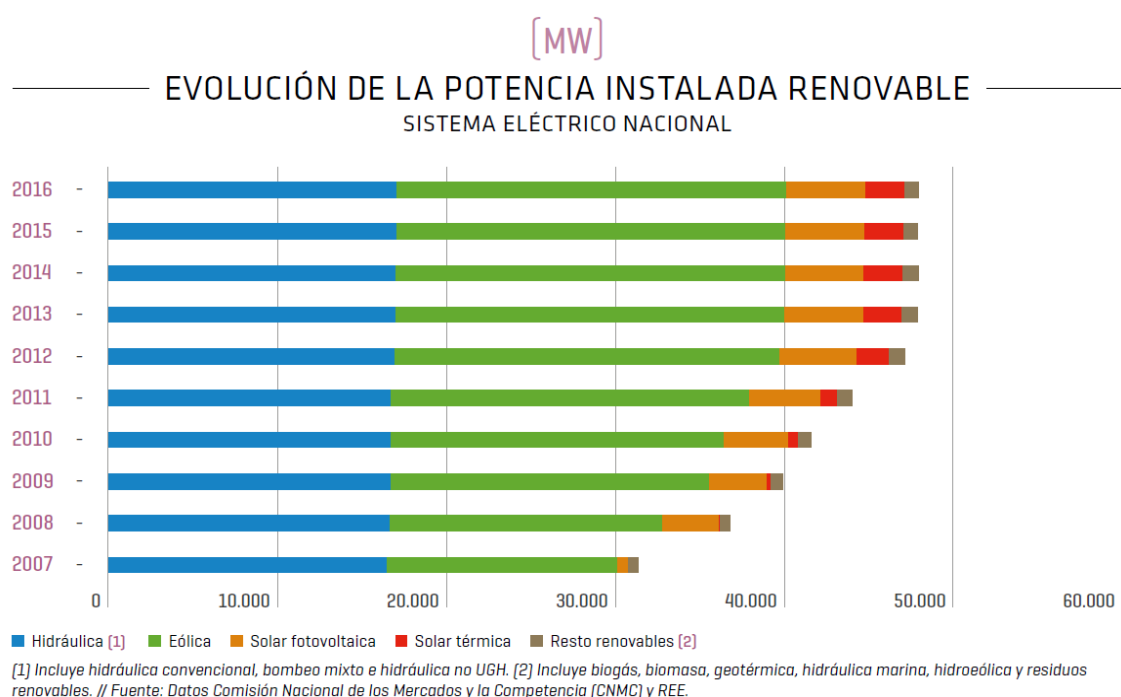


Figura 2.2 - Evolução da potência instalada de 2007 a 2016 em Espanha [21].

2.4 O MIBEL

2.4.1 Enquadramento histórico

No dia 19 de outubro de 1996 foi publicada a Diretiva 96/92/CE que definia princípios da abertura à concorrência do setor europeu da eletricidade, com o objetivo final da liberalização das atividades do setor e o alargamento dos mercados regionais para um mercado europeu de energia elétrica.

O Mercado Ibérico de Eletricidade, MIBEL, surgiu então dos esforços dos Governos de Portugal e Espanha para a criação de um mercado regional de eletricidade [22].

O processo de convergência dos sistemas elétricos português e espanhol foi formalmente iniciado através do “Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a Criação do Mercado Ibérico de Eletricidade” assinado a 14 de novembro de 2001. No

Protocolo em causa foram estabelecidas as etapas e os procedimentos cuja implementação permitiria a convergência dos sistemas elétricos de Espanha e de Portugal, e que viria mais tarde resultar na criação do MIBEL. Neste Protocolo ficou ainda estabelecido que o MIBEL entraria em funcionamento no dia 1 de janeiro de 2003, o que não se veio a verificar, e que, para favorecer o seu desenvolvimento, se deveriam reforçar as interligações elétricas entre os dois países [23].

Em outubro de 2002, na XVIII Cimeira Luso-Espanhola, realizada em Valência, ficou definido o modelo organizacional do MIBEL, assente na existência do Operador de Mercado Ibérico (OMI), assim como as suas principais metas de concretização [22].

O “Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica” foi estabelecido a 20 de janeiro de 2004, em Lisboa, firmando as linhas gerais de desenvolvimento das ações a realizar, quer a nível legislativo e regulamentar, quer a nível operacional do mercado, e estabelecendo as bases do novo mercado. Neste Acordo foram ainda previstos os dois pólos responsáveis pela gestão dos mercados organizados (até à criação do OMI): o OMEL, pólo espanhol responsável pela gestão do mercado diário e intradiário, e o OMIP, pólo português responsável pela gestão dos mercados a prazo. Nos termos deste Acordo, o início do funcionamento do MIBEL deveria ocorrer a 20 de abril de 2004, o que, mais uma vez, não viria a acontecer por motivos de carácter político e legal [22].

O MIBEL iniciaria então o seu funcionamento definitivo a 1 de julho de 2007, após diversos atrasos devido a condicionantes políticas e de calendarização dos Governos, tendo como principais metas [22], [1]:

- Beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países;
- Estruturar o funcionamento do mercado de uma forma transparente e tendo por base os princípios da livre concorrência;
- Favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade, definindo um preço de referência comum aos dois países;
- Permitir livre acesso ao mercado;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do setor elétrico, promovendo a livre concorrência.

A Tabela 2.1 ilustra os diversos marcos temporais importantes para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade [22].

Tabela 2.1 - Sequência cronológica de eventos relevantes para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade.

19 de outubro de 1996	Diretiva 96/92/CE <ul style="list-style-type: none"> Definição dos princípios da abertura à concorrência do setor europeu da eletricidade.
14 de novembro de 2001	“Protocolo de colaboração entre as Administrações espanhola e portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade” <ul style="list-style-type: none"> Estabelecimento de bases para o início da cooperação entre as administrações, reguladores e operadores.
outubro de 2002	XVIII Cimeira Luso-Espanhola <ul style="list-style-type: none"> Definição do modelo de organização do MIBEL e principais metas de concretização.
novembro 2013	XIX Cimeira Luso-Espanhola <ul style="list-style-type: none"> Memorando de Entendimento relativo às condições para a concretização do MIBEL.
20 de janeiro de 2004	“Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica” <ul style="list-style-type: none"> Definição do programa de integração dos respetivos mercados de eletricidade.
1 de outubro de 2004	XX Cimeira Luso-Espanhola <ul style="list-style-type: none"> Acordo de substituição do Acordo firmado a 20 de janeiro com ajustes na organização do MIBEL.
18 e 19 de novembro de 2005	XXI Cimeira Ibérica <ul style="list-style-type: none"> Reafirmação do empenho na construção do MIBEL e ratificação do acordo que define passos firmes para a sua criação.
3 de julho de 2006	Arranque do Mercado de Derivados do MIBEL
24 e 25 de novembro de 2006	XXII Cimeira Luso-Espanhola <ul style="list-style-type: none"> Reafirmação dos dois governos no empenho do aprofundamento do MIBEL.
1 de julho de 2007	Início do funcionamento do MIBEL
18 e 19 de janeiro de 2008	XXIII Cimeira Luso-Espanhola <ul style="list-style-type: none"> Assinatura do Acordo que acelera o desenvolvimento do MIBEL e que revê o Acordo da XX Cimeira Luso-Espanhola
22 de janeiro de 2009	XXIV Cimeira Luso-Espanhola <ul style="list-style-type: none"> Acordo de constituição definitiva do Operador do Mercado Ibérico.

2.4.2 Estrutura

A organização adotada para o MIBEL fundamenta-se na liberdade de contratação de energia elétrica entre os participantes no mercado e que poderá processar-se através dos seguintes mercados principais [24]:

- mercado livre de contratação bilateral física;
- mercados geridos pelo OMI:
 - mercado de produtos físicos a prazo;
 - mercado diário.

Complementando estas modalidades de contratação existe ainda um mercado intradiário (mercado de ajustes), gerido pelo OMI, em que os agentes podem alterar as posições

contratuais estabelecidas previamente nos mercados principais. Esta complementaridade resulta em que o MIBEL tenha por base um modelo misto, integrando um mercado em *pool* simétrico e voluntário, que inclui os mercados diário e intradiário, com a existência de contratos bilaterais físicos e financeiros [1], [24].

O modelo em causa é baseado na existência de um Operador de Mercado Ibérico, OMI, composto por dois pólos. A estrutura do MIBEL e a existência do OMI, assim como os dois pólos, foram estabelecidos na XVIII Cimeira Luso-Espanhola, em outubro de 2002. Nesta cimeira, ficou decidido que o pólo espanhol, já existente em Madrid, o OMEL, atualmente OMIE, ficaria responsável pelos mercados diário e intradiário, enquanto que o pólo português, OMIP, ficaria responsável pela gestão dos mercados de contratação a prazo [1], [25].

2.4.2.1 OMIE

O Operador de Mercado Ibérico de Energia, OMIE, corresponde ao pólo espanhol do OMI e é a entidade responsável pela gestão dos mercados diário e intradiário.

O mercado diário é o principal mercado de contratação na Península Ibérica, tratando-se de um mercado marginalista no qual o preço e a quantidade contratada em cada hora correspondem ao ponto de equilíbrio entre a oferta e a procura [26].

O mercado diário do MIBEL é um *Day-Ahead Market*, em que são negociados preços e quantidades para o dia seguinte ao da negociação. Os períodos de contratação estão estruturados em períodos equivalentes de 1 hora com um horizonte temporal programado de 24 períodos consecutivos, sendo que a hora espanhola é a hora tomada como referência. Quando existe mudança da hora, no verão e no inverno, os períodos horários passam a ser de 23 ou 25 horas [27].

As propostas de compra são então feitas pelos comercializadores, consumidores diretos, comercializadores de referência ou ainda pelos agentes externos registados como compradores no MIBEL. Por sua vez, as entidades responsáveis pela venda de energia elétrica são obrigadas a apresentar ao Operador de Mercado ofertas de venda de energia por cada uma das suas unidades de produção, e para todos os períodos horários, até ao seu limite máximo de produção. Desta obrigatoriedade excluem-se apenas os casos em que as unidades de produção estão já previamente afetadas a contratos bilaterais físicos, as que apresentem do lado espanhol uma potência instalada inferior a 50 MW ou as que à entrada em vigor da *Ley del Sector Eléctrico* de 1997 não estavam abrangidas pelo *Real Decreto 1538/1987* [27], [28].

As ofertas apresentadas no mercado diário pelos agentes de venda para cada uma das horas do dia seguinte são ordenadas de forma ascendente do preço, formando assim a curva agregada da oferta para cada hora. As ofertas de venda de energia elétrica apresentadas ao Operador do Mercado podem ser ofertas simples, que são ofertas de venda de energia para cada período horário e unidade de produção com a respetiva expressão de um preço e de uma quantidade, ou podem ser ofertas complexas de venda, que são aquelas que integram algumas das condições técnicas seguintes [28]:

- Condição de indivisibilidade;
 - Permite fixar no primeiro lanço referente a cada hora um valor mínimo de funcionamento.
- Graduação de carga;

- Permite estabelecer a diferença máxima entre a energia a contratar numa hora e a energia na próxima hora, limitando a energia máxima disponível numa hora em função da energia na hora anterior e da seguinte. Isto permite evitar alterações bruscas nas unidades de produção.
- Remuneração mínima;
 - Permite a realização de ofertas para todas as horas, tendo em conta que a unidade de produção não participa se não obtiver, para o conjunto da sua produção diária, uma remuneração superior a uma quantidade estabelecida.
- Paragem programada;
 - Permite que, caso a unidade de produção tenha sido retirada do despacho por não cumprir a condição de remuneração mínima, realize uma paragem programada num tempo máximo de três horas. Evita-se assim que a unidade pare a partir do seu programa na última hora de um determinado dia até à primeira hora do dia seguinte, mediante a aceitação do primeiro lanço para as três primeiras horas da sua oferta como ofertas simples.

Por sua vez, as ofertas apresentadas pelos agentes de compra para cada uma das horas do dia seguinte são ordenadas por ordem decrescente do seu preço, formando assim a curva agregada da procura. A Figura 2.3 ilustra uma situação real deste cruzamento entre as curvas agregadas de oferta e de compra no OMIE, referente à hora 18 do dia 6 de julho de 2017.

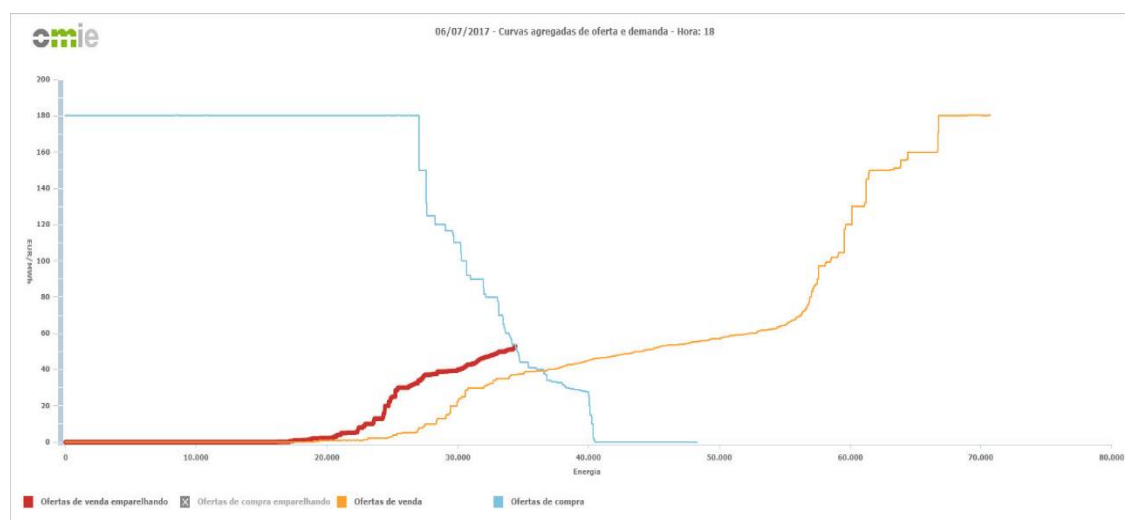


Figura 2.3 - Curvas agregadas de compra e de venda de energia elétrica no OMIE para a hora 18 do dia 6 de julho de 2017.

O cruzamento entre a curva agregada das ofertas (linha laranja) e a curva agregada da procura (linha azul) em cada hora permite determinar o preço de equilíbrio do mercado, ou preço marginal. No entanto, algumas unidades de venda, ao verificarem que, economicamente, a sua participação não será viável, retiram as suas propostas do processo, o que provoca um deslocamento do ponto de equilíbrio final do mercado para o cruzamento entre a linha azul e a linha vermelha. Este evento acontece, maioritariamente, quando se está na presença de propostas de venda complexas, tal como explicado anteriormente [28], [29].

O exemplo anterior referente ao dia 6 de julho de 2017 corresponde a uma hora em que existiu um único preço para todo o MIBEL, o que nem sempre acontece. As interligações entre Espanha e Portugal possuem uma capacidade máxima para o trânsito de energia que nem

sempre permite dar resposta aos resultados obtidos no mercado. Quando ocorre o congestionamento das interligações, o MIBEL recorre a um mecanismo em que se dá uma separação dos mercados, o denominado *Makert Splitting*. Isto significa que existirão preços diferentes para a zona portuguesa e para a zona espanhola nos períodos de congestionamento, sendo que estes serão mais elevados na zona importadora. Isto é, na curva das ofertas de compra do sistema exportador é inserida uma quantidade de energia igual à capacidade das interligações, com um preço elevado. Na zona importadora a curva das ofertas de venda é deslocada para a direita considerando a quantidade de energia equivalente à capacidade das interligações [1], [29].

2.4.2.2 OMIP

Para além do mercado que funciona no dia anterior, gerido pelo pólo espanhol previamente abordado, a estrutura do MIBEL assenta também na existência de um mercado a prazo que é gerido pelo OMIP e que diz respeito ao pólo português. O pólo português do MIBEL é responsável pela negociação a prazo de energia elétrica, permitindo a aquisição de energia a qualquer produtor ou comercializador que atue em Portugal ou Espanha [30].

O OMIP foi constituído a 16 de junho de 2003 e corresponde à bolsa de derivados de eletricidade do MIBEL, e, enquanto entidade gestora do mercado a prazo, compete-lhe a organização e gestão do mesmo, tendo como principais objetivos [31]:

- Contribuir para o desenvolvimento do mercado ibérico de eletricidade;
- Promover preços de referência;
- Disponibilizar instrumentos eficientes de gestão de risco;
- Superar limitações do mercado *OTC - Over The Counter*.

O OMIP está encarregue da realização das negociações, sendo que o seu registo fica a cargo da OMIClear. A OMIClear, constituída a 6 de abril de 2004, é detida equitativamente pelo OMIP e OMEL, e tem a função de Câmara de Compensação e Contraparte Central, em todas as operações realizadas no mercado gerido pelo OMIP [31], [32].

Como Câmara de Compensação, a OMIClear assume a responsabilidade pela compensação, gestão de risco e de garantias, determinação das margens exigíveis e liquidação financeira. Como Contraparte Central assume-se como compradora comum face a todos os vendedores e como vendedora comum face a todos os compradores, controlando operações e reduzindo os riscos das entidades envolvidas [32], [33].

No mercado a prazo do MIBEL estão disponibilizados, atualmente, os seguintes tipos de contratos: Futuros, *Forwards*, *Swaps* e Opções [33].

Os contratos de Futuros são contratos a prazo, negociados em mercado, em que as partes se obrigam a comprar ou a vender um ativo em quantidade e qualidade padronizadas, definindo uma data e um local, e acordando previamente um preço, estando sujeito a liquidação diária de ganhos e perdas no período de negociação. Estes contratos admitem liquidação financeira ou física [33].

Os contratos *Forward* são contratos idênticos aos contratos de Futuros, mas podem ou não ser negociados no mercado, e não estão sujeitos a liquidação diária de ganhos e perdas no período de negociação. Estes contratos têm natureza física [33].

Os contratos *Swap* são contratos a prazo, com liquidação exclusivamente financeira, negociados fora do mercado, em que o comprador se compromete a pagar um valor fixo enquanto o vendedor se compromete a pagar um valor variável pela mesma quantidade. Ou seja, os valores correspondentes à liquidação financeira assumem um valor positivo caso se trate de uma compra e um valor negativo caso se trate de uma venda. Os valores positivos são devidos pelo vendedor ao comprador e os valores negativos são devidos pelo comprador ao vendedor. Nos contratos *Swap*, a liquidação financeira corresponde à diferença entre o preço de referência no mercado spot e o preço de cada operação [33].

Os contratos de opção podem ser contratos de opção de compra ou contratos de opção de venda. Os contratos de opção de compra são contratos financeiros (designados *Call*), negociados ou não em mercado, em que o comprador, mediante uma contrapartida monetária, fica com o direito de comprar ao vendedor o ativo num local determinado, em quantidade determinada, numa data futura e a um preço acordado (preço de exercício). No caso dos contratos de opção de venda (designado *Put*), a metodologia é idêntica sendo que o comprador fica com o direito de vender ao vendedor o ativo [33].

No OMIP é ainda permitido realizar contratos *Over the Counter*, ou OTC, que são contratos a prazo realizados fora do mercado, e em que as partes se obrigam a comprar e a vender um ativo nas condições acordadas entre si, tratando-se então de contratos bilaterais [33].

Capítulo 3

Serviços de Sistema

3.1 Generalidades

A reestruturação do setor elétrico que se tem vindo a verificar em diversos países nos últimos anos originou a liberalização do mercado de energia elétrica, implementado mecanismos para a compra e venda de energia ativa assim como de alguns Serviços de Sistema. Esta transição de um sistema de monopólio para uma filosofia de mercado originou a separação das várias atividades da cadeia de valor do sistema elétrico de energia, resultando num desmembramento das companhias verticalmente integradas em companhias dedicadas à produção, ao transporte e distribuição e em entidades comercializadoras. No entanto, a operação do sistema elétrico não se restringe à produção e ao consumo de energia, existindo diversos recursos e produtos que são necessários para salvaguardar a sua segurança, fiabilidade e a garantia de abastecimento [3].

A função dos Serviços de Sistema acompanhou a evolução e reestruturação do setor e, dando resposta a uma crescente e cada vez mais importante segurança e fiabilidade do sistema, foram também liberalizados e criados mercados próprios para a transação de alguns destes serviços [1].

De um ponto de vista técnico é importante e útil distinguir Serviços Auxiliares de Serviços de Sistema. No entanto, a literatura da especialidade está longe de ser uniforme relativamente à definição de Serviços de Sistema [1]. Segundo a EURELECTRIC, Serviços de Sistema são todos os serviços que o Operador de Sistema disponibiliza aos utilizadores do sistema por forma a manter a integridade e estabilidade do mesmo [34]. Já a *Federal Electricity Regulatory Commission*, FERC, apresenta uma definição mais específica, indicando que os Serviços de Sistema são os serviços necessários para a transmissão de energia desde o vendedor até ao comprador de forma a manter o nível de fiabilidade das operações entre os sistemas elétricos, e que, os referidos serviços podem ser fornecidos pela produção, transmissão, controlo de sistema ou pelos consumidores qualificados [1].

Relativamente à definição de Serviços Auxiliares, a EURELECTRIC indica que estes são todos os serviços requeridos pelo Operador de Sistema aos utilizadores do sistema elétrico com o objetivo de fornecer Serviços de Sistema, com o propósito final de garantir a manutenção da

integridade e estabilidade do sistema. Ou seja, os Serviços Auxiliares são procurados pelo Operador de Sistema e fornecidos pelos utilizadores das redes ou pelos seus equipamentos [34].

Por fim, a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER), define Serviços Auxiliares como serviços necessários para manter a transmissão de energia entre a produção e o consumo sem comprometer o nível satisfatório de segurança de operação assim como a qualidade do fornecimento [35].

A função de Operador de Sistema pressupõe que esta entidade tem o objetivo de coordenar o sistema elétrico por forma a garantir a fiabilidade da rede, evitando a criação de monopólios no mercado e a discriminação de acesso às redes [36]. Como se compreende, com a reestruturação dos sistemas elétricos, a função de despacho passou a ser realizada pelos Operadores de Mercado, tendo os Operadores de Sistema a responsabilidade de coordenação técnica da exploração.

Na operação de uma rede interligada, os Serviços Auxiliares são necessários para manter a operação do sistema e garantir a qualidade e segurança da rede, resultando, numa perspetiva global, que a produção e o consumo se mantenham equilibrados [36]. Tal como a definição de Serviços de Sistema e de Serviços Auxiliares, o conjunto de ações ou atividades que podem ser consideradas como Serviços Auxiliares não é uniforme na literatura da especialidade existente. No entanto, a EURELECTRIC define um conjunto de Serviços de Sistema que o Operador de Sistema pode fornecer a um mercado competitivo, dos quais se destacam os seguintes:

- Controlo de frequência;
- Controlo de tensão;
- *Black Start*.

A ENTSO-E, *European Network of Transmission System Operators*, fundada em 2009 na sequência da aprovação do “terceiro pacote” energético europeu que integra a Diretiva 2009/72/CE, tem como objetivo desenvolver critérios e respostas aos desafios que os sistemas elétricos apresentam continuamente no setor elétrico europeu. A ENTSO-E surge então com o intuito de facilitar o processo de integração do mercado de eletricidade europeu e estabelecer normas de conduta que garantam a segurança de fornecimento, flexibilidade e cooperação regional. No que diz respeito aos Serviços de Sistema, esta entidade define valores e regras a seguir pelos diferentes Operadores de Sistema integrados no sistema elétrico europeu e que são apresentados nos pontos seguintes.

3.1.1 Controlo de frequência

Um dos principais problemas que ocorrem, com alguma naturalidade e frequência, nos sistemas elétricos de energia diz respeito a diferenças entre a produção e o consumo. Dado que o consumo apresenta permanentemente alterações do seu valor, é natural existir uma diferença entre este e a produção de energia fornecida pelo sistema, o que resulta em constantes variações da frequência na rede, impedindo que esta se mantenha perfeitamente estabilizada.

O controlo de frequência é então um serviço que visa solucionar este problema, a curto prazo, tentando equilibrar a produção de energia com o seu consumo, e consequentemente estabilizar a frequência no seu valor nominal, os 50 Hz, ou mantendo-a dentro de uma gama

bastante apertada em torno deste valor. Trata-se então de um serviço relativo às reservas de potência ativa [1][37].

Conforme o estabelecido pela ENTSO-E, estas reservas são, tipicamente, divididas conforme o tempo que demoram a estar disponíveis e têm como objetivo compensar os desvios de frequência a que o sistema é sujeito. Podem então ser do seguinte tipo [38]:

- Controlo de reserva primária, ou controlo de carga-frequência;
- Controlo de reserva secundária, associado ao AGC;
- Controlo de reserva terciária.

Por forma a controlar a frequência do sistema, o Operador de Sistema tem então acesso a diferentes níveis de reserva que se caracterizam por possuírem rampas de ativação diferentes e que são utilizadas em degraus temporais sucessivos [39]. A Figura 3.1 permite verificar a sequência de ativação destes três níveis de reserva após um incidente.

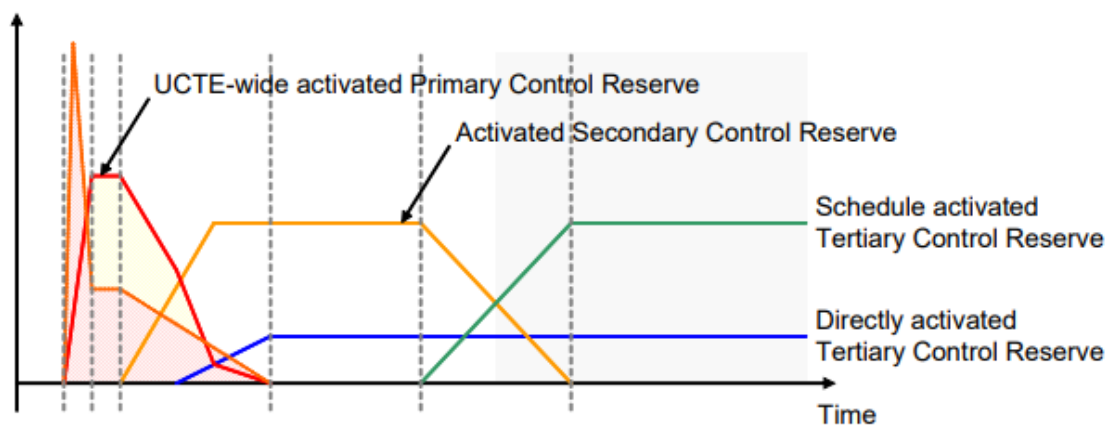


Figura 3.1 - Sequência de ativação dos controlos de reserva após uma perturbação [38].

No eixo do tempo da Figura 3.1 é possível verificar que diferentes níveis de reserva cobrem diferentes sequências de tempo. Após uma perturbação significativa é ativado o controlo de reserva primária passado alguns segundos, seguida da ativação do controlo da reserva secundária ao fim de alguns minutos e suportado e acompanhado pelo controlo da reserva terciária [38].

O controlo de reserva primária é ativado após um incidente em que o desvio de frequência exceda os ± 20 mHz, e tem como objetivo estabilizar a frequência o mais rapidamente possível. Caso o desvio de frequência chegue a ± 200 mHz é expectável que, de acordo com o estabelecido pela ENTSO-E, o controlo de reserva primária disponível seja ativado na totalidade. Este controlo de reserva deve ser ativado dentro de 15 segundos como resposta a incidentes com desvios de potência inferiores a 1500 MW, e, caso este valor seja entre 1500 e 3000 MW, a resposta do controlo de reserva primária aumenta de forma linear de 15 a 30 segundos. Este controlo mantém-se em funcionamento até que o desvio de potência que deu origem ao incidente seja resolvido na totalidade pelo controlo de reserva secundária e terciária, sendo que a duração mínima do controlo de reserva primária é de 15 minutos [38].

No que diz respeito ao sistema elétrico europeu, em que Portugal se encontra integrado, a ENTSO-E define que o valor da reserva primária é de 3000 MW em cada ano, que corresponde ao valor determinado como um incidente de referência. Este valor é repartido pelos diferentes

países e cada Operador de Sistema publica, anualmente, o valor da reserva de regulação primária (RP) calculado através da seguinte expressão [38], [40]:

$$RP = \frac{E}{E_T} \times RP_T \quad (3.1)$$

Nesta expressão:

- RP é a reserva de regulação primária exigida a uma dada área de controlo, em MW;
- RP_T é a reserva mínima de regulação primária estabelecida para o conjunto do sistema europeu interligado (3000 MW);
- E é a energia produzida no ano anterior pela área de controlo;
- E_T é a energia total produzida no ano anterior pelo conjunto dos sistemas que compõe o sistema europeu interligado.

Analisando a expressão anterior, entende-se que o valor para a reserva de regulação primária de um certo país do sistema europeu interligado, é diretamente proporcional à energia total produzida no ano anterior do sistema elétrico nesse país. Isto é, os valores de RP_T e E_T são iguais para todos os países em cada ano, o que é sujeito a variações é a energia produzida no ano transato por esse sistema elétrico (E).

Por forma a garantir uma reação rápida a um incidente, o controlo de reserva primária é ativado de forma descentralizada, não sendo necessário qualquer controlo da parte do Operador de Sistema. Este mecanismo está então associado à resposta automática das unidades produtoras a variações de frequência. Assim, o controlo de reserva primária é designado como uma regulação proporcional, uma vez que a sua atuação é proporcional aos desvios de frequência da rede, e está implementado nos reguladores de velocidade dos grupos geradores [39].

Os principais custos associados a este serviço dizem respeito ao investimento nos grupos geradores usados, nos reguladores de velocidade e nos equipamentos associados. Dado que o consumo e produção de energia na rede sofrem constantes variações ao longo do dia, as unidades produtoras com capacidade de controlo da reserva primária estão também em constante atuação, fazendo com que estas unidades se encontrem frequentemente a variar a energia produzida. Este fator leva também a que se elevem os custos variáveis e associados à operação e manutenção das unidades produtoras, assim como uma redução da sua eficiência e do seu tempo de vida [1].

Em geral, a reserva primária não é suficiente para repor a frequência no seu valor nominal após a ocorrência de uma perturbação, pelo que se recorre então à reserva secundária. Este controlo já é da responsabilidade do gestor do sistema, e está associado a um controlo zonal da frequência e ao controlo de intercâmbios de potência entre áreas, sendo normalmente um serviço voluntário e remunerado. A sua contratação é efetuada em regime de mercado, quer por apresentação de propostas de venda da parte das unidades de produção quer por estabelecimento de contratos bilaterais [1], [41].

O controlo de reserva secundário recorre ao *Automatic Generation Control* (AGC) que corresponde a um sistema centralizado e contínuo, que permite alterar os *set points* de produção das unidades num espaço de tempo que pode chegar até aos 15 minutos após o incidente, e que deve ser ativado nos primeiros 30 segundos [38]. Assim, estas reservas são

disponibilizadas por unidades produtoras que conseguem injetar energia na rede num curto espaço de tempo [1].

A regulação primária está relacionada com um controlo proporcional (P), enquanto que a regulação secundária está relacionada com uma regulação proporcional-integral (PI), uma vez que a frequência do sistema deve retornar ao seu *set point* inicial e os desvios anulados [42].

O Operador de Sistema tem então ao seu dispor uma banda de regulação secundária, que corresponde a uma margem de variação de potência em que o regulador secundário pode atuar automaticamente a subir ou a descer. A margem de potência designa-se então por reserva ou banda a subir ou a descer [1].

A ENTSO-E, tal como na regulação primária, também define um valor empírico para a determinação da quantidade mínima recomendada para a reserva de regulação secundária (RS), e que é dado pela expressão (3.2) [42].

$$RS = \sqrt{a \times P_c + b^2} - b \quad (3.2)$$

Nesta expressão:

- RS é a reserva de regulação secundária exigida em MW;
- a é um parâmetro constante de 10 MW;
- b é um parâmetro constante de 150 MW;
- P_c é a potência máxima de carga prevista.

A reserva terciária tem como objetivo repor a reserva secundária solicitada, com o objetivo de manter o nível desta reserva de acordo com o valor estabelecido pelo Operador de Sistema, e a sua ativação é normalmente feita por esta entidade [38]. O nível de mobilização de potência da reserva terciária é definido pelo Operador de Sistema, de acordo com a perda de capacidade de produção mais elevada a que o sistema pode ficar sujeito, e conforme o estabelecido nas regras da ENTSO-E [1], [41].

Geralmente, a reserva terciária é um serviço de oferta obrigatória e remunerado, sendo também transacionado em ambiente de mercado [1].

A Figura 3.2 permite verificar de que forma se relacionam os controlos de reserva existentes, assim como a sua relação com o Operador de Sistema.

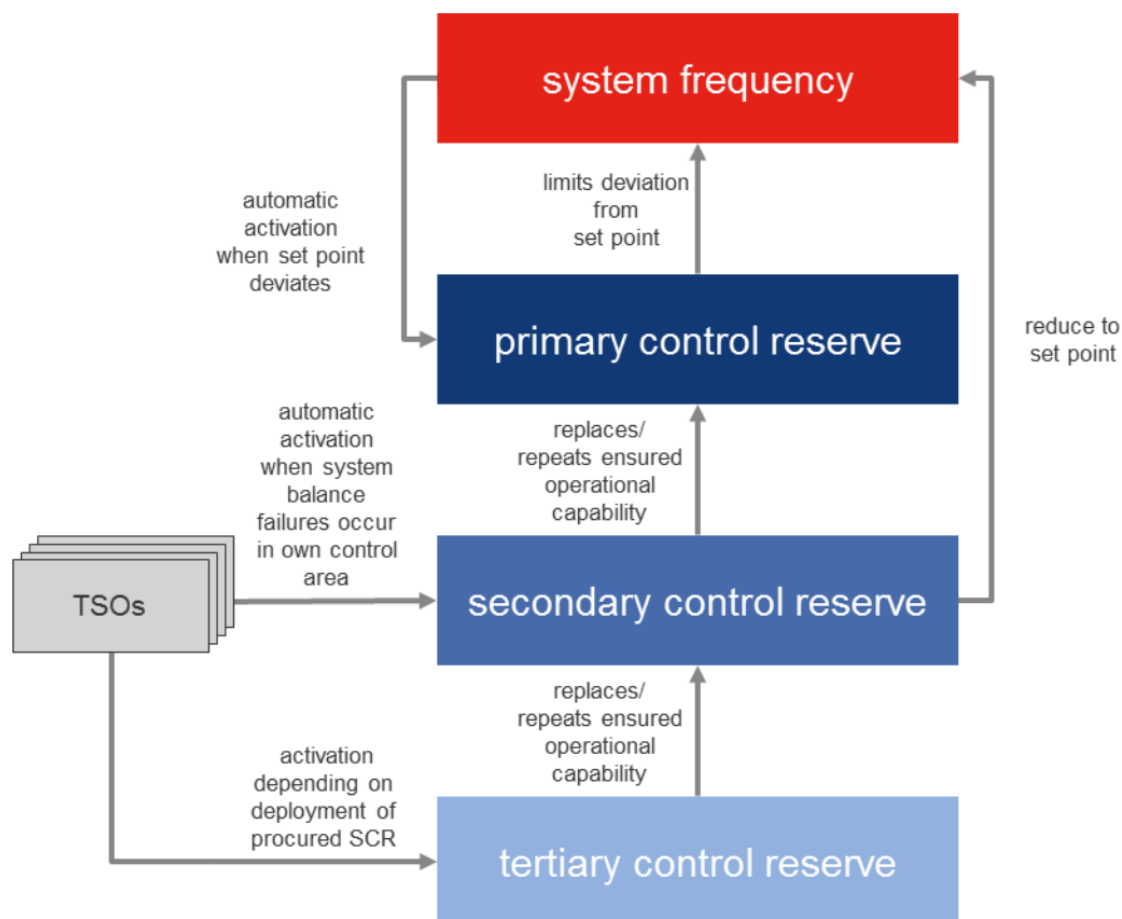


Figura 3.2 - Utilização e responsabilidades dos diferentes tipos de controlo de reserva [39].

De uma forma genérica, a organização temporal dos diferentes tipos de reserva existentes pode ser analisada através da Figura 3.3. O controlo de reserva primária deve ser ativado até 30 segundos após a ocorrência do incidente e prolongar-se até 15 minutos após esse instante. O controlo de reserva secundário deverá ser ativado no espaço de 30 segundos após o incidente e atuar até 1 hora depois. Já o controlo de reserva terciário poderá ser ativado cerca de 15 minutos após a ocorrência do incidente e deverá ser mantido durante, por exemplo, 1 hora [39].

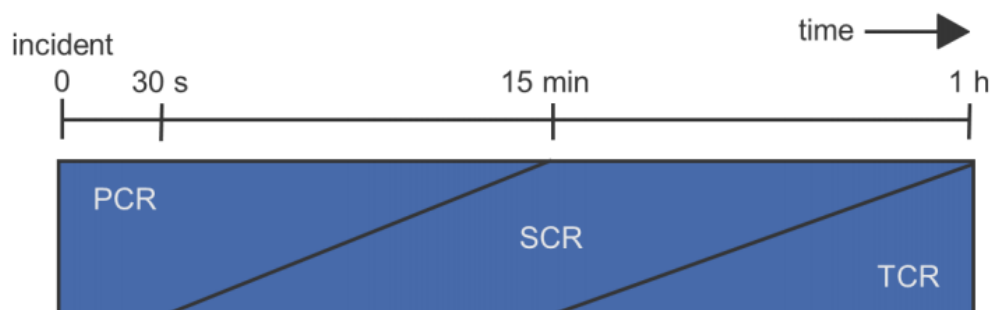


Figura 3.3 - Evolução temporal dos diferentes tipos de controlo de reserva [39].

3.1.2 Controlo de tensão

O controlo de tensão é necessário quando os níveis de tensão nos nós da rede se afastam dos valores nominais, e que pode ser devido, por exemplo, à existência de zonas com predominância de cargas, zonas com um trânsito de potência elevado ou ainda zonas com elevado valor de produção ou absorção de potência reativa. Nas redes de alta e muito alta tensão, onde a reactância predomina sobre a resistência dos ramos, o controlo de tensão está fortemente associado à potência reativa, e a sua execução de forma local pode ser feita com recurso a compensadores de energia reativa como SVCs (*Static VAR Compensators*), STATCOMs (*Static Compensators*), bancos de baterias de condensadores, transformadores com capacidade de regulação de tensão em carga ou compensadores síncronos [36], [37], [44].

Os SVCs e os STATCOMs são dispositivos do tipo FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*) que se caracterizam por se basearem em controladores estáticos. Dentro dos FACTS, tanto os SVCs como os STATCOMs são do tipo A, que correspondem a dispositivos *shunt* com o objetivo de controlo de potência reativa. O que os distingue é a velocidade com que podem fornecer a quantidade de potência reativa necessária e a capacidade de controlo [44].

Idealmente, o controlo de tensão deverá ser um serviço fornecido de forma distribuída a nível geográfico e, usualmente, é um serviço de carácter obrigatório e não remunerado, dado ser importante assegurar o controlo deste serviço a nível central, por um lado, e garantir o seu fornecimento de forma distribuída, por outro [37].

3.1.3 *Black Start*

O *Black Start*, ou arranque autónomo, consiste na capacidade de uma unidade produtora de entrar em serviço sem auxílio da rede elétrica ou qualquer outra fonte de energia, ou seja, consegue passar para uma condição de operacionalidade de forma autónoma. Trata-se de um Serviço Auxiliar necessário quando da ocorrência de perturbações severas na rede, como um *Black Out* geral e colapso do sistema [1].

As unidades que disponibilizam este serviço podem ser centrais hidroelétricas, que necessitam de uma potência inicial muito baixa para conseguirem produzir grandes quantidades de energia e num curto espaço de tempo, ou podem ser centrais com turbina a gás, que permitem fornecer Serviços Auxiliares a unidades principais durante um período parcial ou total do colapso da rede [43]. A uma escala menor existe ainda geradores auxiliares, como turbinas a gás ou geradores a *diesel*, que permitem re-energizar a rede, ou parte desta, e progressivamente restaurar o trânsito de energia. Estes geradores devem, idealmente, estar colocados geograficamente de forma dispersa [1].

Apesar de ser um serviço que é raramente utilizado, uma vez que apenas é utilizado se ocorrerem incidentes severos que impliquem a desligação total ou parcial do sistema, trata-se de um serviço extremamente útil e importante. Como exemplo temos o caso do *blackout* que ocorreu na Turquia a 31 de março de 2015 como consequência do disparo de uma linha de 400 kV e em que, simultaneamente, não estavam reunidas as condições de segurança n-1. Neste incidente as unidades com capacidade de *Black Start* foram preponderantes para o processo de retorno progressivo do sistema elétrico turco ao estado normal.

3.2 Serviços de Sistema em Portugal

Em Portugal os Serviços de Sistema estão classificados como serviços obrigatórios ou serviços complementares [29].

Os Serviços de Sistema obrigatórios não são passíveis de qualquer remuneração e englobam [29]:

- Regulação de tensão;
- Regulação de frequência;
- Manutenção da estabilidade.

Por sua vez, os serviços complementares são passíveis de remuneração e a sua contratação é feita através de mecanismos transparentes e não discriminatórios que promovam a eficiência económica. No entanto, apenas a regulação secundária e a reserva de regulação, ou regulação terciária, são serviços remunerados sob a forma de mercado competitivo. Os serviços complementares englobam [29]:

- Compensação síncrona e estática;
- Regulação terciária, ou reserva de regulação;
- Regulação secundária;
- Interruptibilidade rápida;
- Arranque autónomo;
- Telearranque.

Adicionalmente, existe ainda o processo de resolução das restrições técnicas correspondente aos programas resultantes dos mercados organizados e através de contratação bilateral, assim como as que possam surgir em tempo real [29], [40].

Estes serviços permitem assegurar a fiabilidade e a segurança do sistema elétrico nacional, sendo que para supervisionar o estado deste sistema são utilizadas as seguintes variáveis de controlo operacionais [40]:

- Frequência do sistema;
- Tensões nos nós da rede de transporte;
- Níveis de carga nos diferentes elementos da rede de transporte;
- Reservas de regulação.

Considerando o funcionamento do sistema em estado normal, a frequência deverá ser de 50 Hz e, uma vez estando interligado com o sistema elétrico europeu, terá também de cumprir com as margens de variação de frequência referidas no subcapítulo anterior, e que dizem respeito aos valores indicados pela ENTSO-E. Em caso do funcionamento em rede isolada, ou seja, sem interligações com o restante sistema elétrico europeu, estas margens podem ser temporariamente excedidas [40].

Relativamente à tensão na Rede Nacional de Transporte, os valores máximos e mínimos permitidos nos nós dependem do tipo de contingência em questão. Não obstante, no estado de funcionamento normal do SEN, os limites das tensões na RNT devem encontrar-se dentro das margens indicadas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Margens de tensão permitida nos nós durante o funcionamento do sistema em estado normal [40].

	Mínimo	Máximo
Nível de 400 kV	380 kV (95%)	420 kV (105%)
Nível de 220 kV	209 kV (95%)	245 kV (111%)
Nível de 150 kV	142 kV (95%)	165 kV (110%)

Nas linhas de 60 kV as margens estabelecidas são definidas consoante cada caso e em conjunto com a entidade responsável pela distribuição de energia [40].

No caso de uma falha simples de um qualquer elemento do sistema, por exemplo um grupo gerador, circuito de linha, transformador, etc., e estando sempre garantido o critério n-1 de segurança, não se produzem sobrecargas permanentes nas linhas da rede de transporte nem nos transformadores, sendo que, após a recuperação do regime permanente, as tensões devem estar compreendidas entre os valores indicados na Tabela 3.2 [40].

Tabela 3.2 - Margens de tensão permitida nos nós após a recuperação do regime permanente na sequência de uma falha simples do sistema [40].

	Mínimo	Máximo
Nível de 400 kV	372 kV	420 kV
Nível de 220 kV	205 kV	245 kV
Nível de 150 kV	140 kV	165 kV

3.2.1 Resolução de restrições técnicas

No Sistema Elétrico Nacional é considerada como restrição técnica qualquer circunstância ou incidência derivada de uma situação na produção ou transporte que, por afetar as condições de segurança, qualidade e fiabilidade do fornecimento, requeira a modificação dos programas de contratação [40]. Adicionalmente, podem-se produzir restrições devidas a [45]:

- Insuficiente reserva de regulação secundária e terciária;
- Insuficiente reserva de capacidade para controlo das tensões;
- Insuficiente reserva de capacidade para a reposição do serviço.

O processo para a resolução de restrições técnicas na RNT é conduzido pelo Operador de Sistema e corresponde aos programas resultantes das contratações efetuadas nos mercados organizados, após o despacho efetuado pelo Operador de Mercado e através de contratação bilateral. O processo de resolução de restrições técnicas consta de três níveis referentes ao mercado diário, aos mercados intradiários e ao tempo real [29], [40].

3.2.1.1 Resolução de restrições técnicas no mercado diário

O Operador de Sistema recebe o programa diário base, elaborado pelo Operador de Mercado, e a informação relativa aos contratos bilaterais físicos, comunicados pelos agentes de mercado, e consoante esta informação, elabora o Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF), observando os níveis de segurança e qualidade de serviço. O PDBF discrimina a energia elétrica total e a energia elétrica a produzir pelos diversos grupos geradores ou centrais, assim como a informação relativa à energia elétrica importada e exportada, em cada hora.

O PDBF é então publicado e podem ser feitas ofertas para resolução de restrições técnicas. Estas ofertas devem ser apresentadas até 60 minutos após a publicação do PDBF, com fim às 11 h ou, até 30 minutos após a publicação do PDBF caso este tenha sido publicado após as 10:30 horas. Os Agentes de Mercado que possuam instalações de produção ou bombagem e que, estando disponíveis e não tendo participado no mercado diário, são obrigados a apresentar ofertas para a resolução de restrições técnicas no PDBF. As propostas apresentadas pelos agentes de mercado contemplam, para cada período de programação e para cada unidade de produção, a seguinte informação [40], [46]:

- Número de blocos;
- Proveito mínimo que devem garantir (composto por um termo fixo, em €, e um termo variável, em €/MWh);
- Energia, em MWh;
- Preço de energia oferecida.

Na sequência do mercado diário, o processo de resolução de restrições técnicas do PDBF divide-se em duas fases:

- Fase 1: Modificação da programação do PDBF por critérios de segurança;
- Fase 2: Modificação da programação do PDBF para reequilíbrio entre geração e consumo.

O objetivo da Fase 1 do processo de resolução das restrições técnicas do PDBF consiste na determinação das alterações à programação necessárias para a resolução das restrições técnicas verificadas, estabelecendo limites de segurança necessários para evitar o aparecimento de novas restrições na Fase 2 do processo. Após a identificação das restrições técnicas, o Operador de Sistema estuda, para cada conjunto de períodos de programação consecutivos, as possíveis soluções técnicas que as possam resolver. Para a dita resolução, o Operador de Sistema definirá esquemas especiais de exploração através de alterações topológicas da rede e, caso esta solução seja insuficiente, poderá estabelecer incrementos ou reduções da energia programada no PDBF [40].

A Fase 2 do processo de resolução das restrições técnicas do PDBF consiste na realização das modificações necessárias para a obtenção de um programa equilibrado entre a geração e o consumo, respeitando apenas as limitações por razões de segurança do sistema. Para tal, poderá ser incrementada ou reduzida a energia produzida no PDBF [40].

Relativamente à remuneração dos Agentes de Mercado, esta é feita consoante a sua participação e serviço prestado. As unidades de oferta associadas à produção em regime ordinário e aos consumos relativos a bombagem apresentam ofertas de energia e um preço para a mobilização e desmobilização de energia. No caso de mobilização de energia, os Agentes de Mercado são remunerados consoante a utilização do valor mínimo entre o valor das ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e o valor das ofertas apresentadas e não casadas no mercado diário. Por outro lado, no caso de desmobilização de energia, os agentes vendedores têm a obrigação de pagar a energia ao preço do mercado diário [29].

3.2.1.2 Resolução de restrições técnicas no mercado intradiário

Após o fecho de cada sessão do mercado intradiário é elaborado o Programa Horário Final (PHF), em que já constam as modificações introduzidas para a resolução de restrições técnicas. Estas modificações são feitas caso seja identificada alguma restrição que impeça a imediata publicação do PHF, e que coloque em causa os critérios de qualidade, segurança e fiabilidade. Esta resolução consiste na anulação do conjunto de ofertas que permitem a resolução das restrições, tendo por base a ordem de precedência económica do mercado intradiário. Resolvidas as restrições técnicas o PHF é então comunicado aos agentes de mercado e ao OMIE [40].

3.2.1.3 Resolução de restrições técnicas em tempo real

Ao longo de todo o horizonte temporal de programação o Operador de Sistema analisa, de uma forma permanente, o estado de segurança do sistema assim como a existência ou não de restrições técnicas. No caso da existência de um alerta que exija a modificação dos programas de geração de uma ou várias unidades, o Operador de Sistema adota uma solução que apresente o menor custo, resolvendo assim restrições técnicas em tempo real. A resolução de restrições técnicas em tempo real, ou após a publicação do PHF, consiste na mobilização para subir ou para baixar de Áreas de Balanço (conjunto de unidades físicas ligadas na mesma área da rede) e/ou de unidades físicas mediante a utilização de ofertas de reserva de regulação [40].

A entrada em serviço de grupos térmicos e incrementos de produção em relação ao programado são valorizados ao preço do respetivo par potência/preço, e a valorização de todas as mobilizações de reserva de regulação a baixar é também feita consoante o preço do par potência/preço mobilizado [40].

3.2.2 Controlo de tensão

O controlo de tensão na RNT é supervisionado pelo Operador de Sistema em tempo real nos diferentes nós da rede, por forma a que estes valores se ajustem aos valores da programação diária feita no dia anterior e que assim se garantam os critérios de segurança e funcionamento do sistema elétrico. O controlo de tensão é feito através do controlo da potência reativa e, em Portugal, é um serviço obrigatório e não remunerado. O Operador de Sistema, no caso a REN, dá as instruções necessárias para a operação dos meios de controlo de tensão, tais como [40]:

- Solicitar o fornecimento ou absorção de potência reativa pelos geradores, grupos de bombagem e compensadores síncronos;
- Efetuar manobras nos elementos de compensação de energia reativa;
- Ligar ou desligar baterias de condensadores;
- Efetuar manobras de linhas na RNT;
- Alterar a posição das tomadas de regulação dos transformadores.

Dado tratar-se de um serviço obrigatório, qualquer alteração, limitação técnica ou avaria nos grupos geradores que afetem o correto funcionamento deste serviço de sistema deve ser comunicado ao Operador de Sistema.

3.2.3 Controlo de frequência

3.2.3.1 Regulação primária

O controlo de frequência através da regulação primária é, em Portugal, um Serviço de Sistema de carácter obrigatório e não remunerado. Este serviço é fornecido pelos geradores em serviço e permite estabilizar a frequência, em torno do valor nominal de 50 Hz, automaticamente através da variação da potência dos geradores. Este mecanismo é imediato e autónomo devido à atuação dos reguladores de velocidade das turbinas, como resposta a variações da frequência que surgem como consequência de desequilíbrios entre a produção e o consumo [40].

Visto tratar-se de um serviço obrigatório todas as unidades de produção diretamente ligadas à RNT dispõem de regulação primária e devem permitir variar a potência em pelo menos 5% da potência nominal para este efeito. A variação da potência em causa deve ser feita em 15 segundos após perturbações que tenham como consequência um desvio de frequência inferior a 100 mHz e linearmente entre 15 segundos e 30 segundos para desvios de frequência entre 100 e 200 mHz [40].

3.2.3.2 Regulação secundária

Em Portugal, o serviço de regulação secundária, associada ao serviço de telerregulação, é um serviço remunerado e é contratado através de mecanismo de mercado. No entanto, a apresentação de ofertas por parte de cada unidade física na reserva de regulação secundária é de carácter obrigatório caso estas se encontrem disponíveis e habilitadas para o fornecimento do serviço [29], [40].

Após o processo de resolução de restrições técnicas inicia-se o mercado de banda de reserva de regulação secundária, no qual os agentes aptos oferecem, para cada instalação capaz de fornecer o serviço de telerregulação, uma banda de regulação com o preço correspondente, para todas as horas do dia seguinte. O Operador de Sistema estabelece e comunica, até às 13:00 horas de cada dia, a todos os Agentes de Mercado, a reserva necessária de regulação secundária para cada período de programação do dia seguinte [40].

Os Agentes de Mercado que possuam unidades físicas passíveis de serem incluídas neste serviço oferecem, por cada uma dessas unidades e para cada um dos períodos de programação do dia seguinte, uma proposta composta por uma banda de regulação, discriminada por sentido de regulação, em MW, e o respetivo preço unitário da banda, em €/MW. A comunicação destas propostas de oferta ocorre entre as 18:00 horas e as 18:45, e devem respeitar a relação pré estabelecida entre a reserva a subir e a descer, usualmente, 2/3 a subir e 1/3 a descer, com uma tolerância de 5%, e ainda respeitar a banda de regulação secundária mínima estabelecida pelo Operador de Sistema e assim como os limites técnicos da unidade [1], [40].

Após o encerramento do período para a apresentação de ofertas, o Operador de Sistema contrata a Banda de Regulação Secundária associada às ofertas que, em conjunto, ofereçam um menor encargo para o sistema [40]. A energia de reserva secundária que vier a ser efetivamente mobilizada dentro desta banda de regulação é paga ao preço da energia de regulação terciária contratada no período correspondente.

A atuação da regulação secundária deverá ter início até 15 segundos após uma perturbação e a sua atuação deve estar concluída e possivelmente complementada pela ação da regulação terciária, o mais tardar em 15 minutos [40].

3.2.3.3 Regulação terciária

A reserva de regulação terciária, ou somente reserva de regulação, é um Serviço de Sistema complementar e retribuído por mecanismos de mercado, correspondendo à variação máxima de potência ativa, para subir ou para descer, disponível e que pode ser mobilizada, através de instruções de despacho, no horizonte de programação. A necessidade da existência desta reserva surge na sequência da existência de incidentes que provoquem desequilíbrios entre a geração e o consumo capazes de esgotar as reservas de regulação primária e secundária. Neste sentido, esta reserva tem como objetivo garantir a restituição dos níveis de reserva da regulação primária e secundária e deve entrar em funcionamento num tempo máximo de 15 minutos e mantido, pelo menos, durante 2 horas consecutivas [29], [40].

A reserva mínima de regulação terciária a subir e a descer em cada período de programação é estabelecida pelo Operador de Sistema consoante a perda máxima de produção provocada pela falha simples de um elemento do sistema, aumentada em 2% do consumo previsto e em 10 % da produção eólica prevista [40]. Assim, fica já evidente que a produção eólica poderá vir a ter um papel importante na contratação de reserva terciária em mercado visto afetar diretamente os valores mínimos estabelecidos pelo Operador de Sistema. Existe ainda a reserva de regulação adicional que tem como objetivo a garantia da cobertura do consumo e o funcionamento do sistema em casos em que o consumo previsto supere em mais de 2% o consumo resultante dos mercados de produção e quando a previsão de perda de geração seja superior à reserva de regulação terciária estabelecida [29].

Todos os Agentes de Mercado que detenham Áreas de Balanço, ou seja, que detenham um conjunto de instalações de produção ou de consumo para bombagem, estão obrigados a submeter diariamente uma oferta com toda a reserva de regulação disponível, tanto para subir como para descer, para cada um dos períodos de programação do dia seguinte. Estas ofertas são feitas após a publicação dos resultados do mercado da banda de reserva secundária e até às 20h:00 horas do dia anterior a que respeitam. Devem ainda contemplar toda a sua reserva de regulação disponível, em MW, e o preço da energia correspondente, em €/MWh [40].

O serviço de reserva de regulação terciária para subir e para descer, para cada período de programação, é remunerado pelo preço da última oferta a ser mobilizada total ou parcialmente, segundo cada sentido de regulação [40].

3.3 Serviços de Sistema em Espanha

Em Espanha, o Operador de Sistema é a *Red Eléctrica de España*, REE, e como tal, é o responsável pela gestão dos Serviços de Sistema que garantem o equilíbrio do sistema elétrico espanhol. De acordo com o estabelecido pelo *Real Decreto 1544/2011*, os Serviços de Sistema em Espanha englobam [47]:

- Resolução de restrições técnicas;
- Serviços complementares, onde se enquadra a:

- Regulação primária, secundária e terciária;
- Regulação de tensão;
- Reposição de serviço.
- Processo de gestão de desvios.

Tal como em Portugal, a rede elétrica espanhola também está inserida e interligada com o sistema elétrico europeu, pelo que também deve respeitar as regras estabelecidas pela ENTSO-E. Considerando o funcionamento do sistema em estado normal, a frequência deverá ser então de 50 Hz e, no que diz respeito à tensão, os seus limites em estado normal de funcionamento são os apresentados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Margens de tensão permitida nos nós durante o funcionamento do sistema em estado normal em Espanha [48].

	Mínimo	Máximo
Nível de 400 kV	390 kV	420 kV
Nível de 220 kV	205 kV	245 kV

No caso de uma falha simples de um elemento da rede, os limites de tensão da rede após a retoma do funcionamento normal do sistema são os apresentados na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 - Margens de tensão permitida nos nós após a recuperação do regime permanente na sequência de uma falha simples do sistema em Espanha [49].

	Mínimo	Máximo
Nível de 400 kV	372 kV	420 kV
Nível de 220 kV	205 kV	245 kV

3.3.1 Resolução de restrições técnicas

A resolução de restrições técnicas em Espanha existe com o mesmo objetivo e fundamento que em Portugal, pretendendo resolver circunstâncias particulares do sistema elétrico que coloquem em perigo o cumprimento dos critérios de segurança, qualidade e fiabilidade do mesmo, e que são resolvidos através da alteração dos programas de contratação.

Tal semelhança é evidenciada no *Boletín Oficial del Estado*, [50], em que uma restrição técnica é definida como qualquer circunstância ou incidência decorrente da situação da rede de transporte ou do próprio sistema que, por afetar a segurança, qualidade e fiabilidade do fornecimento de energia exige, de acordo com o critério técnico do Operador de Sistema, a modificação de programas de contratação. Estas restrições podem surgir devido a [50]:

- Reserva de regulação secundária e terciária insuficiente;
- Insuficiente reserva para controlo de tensão na rede de transporte;
- Insuficiente reserva para reposição de serviço;
- Incumprimento das condições de segurança em regime permanente.

À semelhança de Portugal, em Espanha o processo de resolução de restrições técnicas está também dividido em três níveis referentes ao mercado diário, ao mercado intradiário e em tempo real [50].

3.3.1.1 Resolução de restrições técnicas no mercado diário

Após o fecho do mercado diário de energia ativa, o Operador de Mercado comunica os resultados obtidos ao Operador de Sistema, e este procede ao desenvolvimento do *Programa Diario Base de Funcionamiento* (PDBF). O Operador de Sistema procede então à divulgação do (PDBF) e, a partir desse momento, está aberto o período de receção de ofertas para o processo de resolução de restrições técnicas, que tem uma duração de 30 minutos. Estas ofertas podem ser de venda ou de compra de energia [50].

No que diz respeito a ofertas de venda de energia, estas são de carácter obrigatório para todos os Agentes de Mercado com unidades presentes no programa, e de carácter não obrigatório para os Agentes de Mercado importadores de energia através de interligações com países vizinhos. Relativamente às ofertas de compra de energia, estas são de carácter obrigatório para todos os Agentes de Mercado com unidades de venda, com exceção das unidades de PRE operáveis de origem renovável e unidades de PRE não operáveis, sejam renováveis ou não renováveis [50].

As ofertas para o processo de resolução de restrições técnicas podem ser ofertas complexas, no caso de grupos térmicos, ou ofertas simples, sendo que estas devem conter a seguinte informação [50]:

- Tipo de oferta: produção, importação ou bombagem;
- Energia a subir ou a descer, em MWh, para cada período de programação contendo ainda o número de blocos e o preço da energia.

O processo de resolução de restrições técnicas consta de duas fases diferenciadas:

- Fase 1: Modificação do PDBF por critérios de segurança;
- Fase 2: Reequilíbrio entre a produção e o consumo.

O objetivo da Fase 1 passa pela determinação das restrições técnicas que podem afetar a execução do PDBF, identificando as alterações ao programa que podem ser feitas de forma a solucionar os problemas relativos às restrições técnicas detetadas. Nesta fase são também estabelecidas as limitações ao programa que evitam o reaparecimento de novas restrições técnicas na segunda fase do processo [50].

As medidas a adotar para a resolução de restrições técnicas consistem no incremento ou redução de energia programada no PDBF. No caso de incrementos de energia, a escolha das ofertas de venda de energia é feita consoante o tipo de instalação de produção, sendo consideradas:

- Unidades correspondentes a grupos térmicos não renováveis;
- Unidades correspondentes a centrais reversíveis de bombagem;
- Unidades de produção com instalações que utilizam fontes de energias renováveis.

No caso de redução de energia, para a resolução de restrições técnicas não são consideradas ofertas diretas para este efeito, sendo consideradas estas reduções no programa como anulações ao programa correspondente no PDBF. Estas reduções de programa podem ser aplicadas às seguintes unidades:

- Unidades de venda associadas a instalações de produção com grupos térmicos não renováveis, centrais reversíveis de bombagem ou ainda unidades de produção com instalações que utilizam fontes de energias renováveis;
- Unidades de aquisição de energia para consumo em bombagem;

- Unidades de aquisição correspondentes a programas de exportação de energia.

Após a resolução das restrições técnicas na Fase 1, o Operador de Sistema procede à realização de modificações no programa necessárias para garantir um programa equilibrado entre a produção e o consumo, correspondendo à Fase 2 do processo. Nesta fase, o Operador de Sistema poderá recorrer às ofertas simples apresentadas e aceites para o processo de resolução de restrições técnicas de energia a subir ou a descer por forma a restituir o equilíbrio entre a produção e o consumo. Desta forma, o Operador de Sistema procede às modificações necessárias no PDBF e que garantam um programa equilibrado para todos os períodos de programação, assim como tenham o menor impacto económico possível, tendo então por base a ordem de mérito das ofertas. Após este processo, é publicado o *Programa Diario Viable Provisional* (PDVP) [50].

3.3.1.2 Resolução de restrições técnicas no mercado intradiário

O Operador de Sistema publica, diariamente e em conjunto com o PDVP, os limites de segurança, aplicáveis tanto a unidades de programação individuais como a conjuntos de unidades de programação, que serão considerados nos programas das unidades de produção. Ao longo do dia, o Operador de Sistema modifica estes limites de segurança de acordo com a situação real do sistema em cada momento [50].

O Operador de Sistema coloca então ao dispor do Operador de Mercado, antes da abertura de cada sessão do mercado intradiário, a informação referente às limitações de segurança para que possam ser tidas em conta no processo de aceitação de ofertas em cada uma dessas sessões [50].

No caso de serem identificadas restrições técnicas que impeçam o programa resultante de uma dada sessão do mercado intradiário de cumprir os critérios de funcionamento e segurança estabelecidos, a resolução da restrição técnica é feita retirando a oferta, ou conjunto de ofertas, que resolvem as restrições verificadas, com base na ordem de precedência económica das ofertas. O mesmo se verifica aquando da resolução de restrições técnicas que garantam o equilíbrio entre a produção e o consumo de energia [50].

Após o processo de resolução de restrições técnicas no mercado intradiário, o Operador de Sistema coloca à disposição do Operador de Mercado o *Programa Horario Final* (PHF), que resulta da agregação de todas as transações formalizadas para cada período de programação como consequência do PDVP e dos resultados do mercado intradiário, com as respetivas alterações para solução das restrições técnicas [50].

3.3.1.3 Resolução de restrições técnicas em tempo real

O Operador de Sistema analisa, de forma permanente, o estado de segurança real e previsto do sistema ao longo de todo o horizonte de programação, detetando as restrições que podem existir em cada um dos períodos. No caso da resolução de restrições técnicas em tempo real que exijam alterações aos programas de produção, o Operador de Sistema adota a solução que apresente o menor custo, recorrendo para o efeito a ofertas de regulação terciária que nesse momento se encontrem disponíveis. No caso de igualdade de custos de duas ou mais propostas, é dada prioridade a instalações que utilizem fontes de energias renováveis [50].

3.3.2 Regulação de tensão

A regulação de tensão em Espanha consiste num conjunto de medidas sobre os recursos de geração e consumo de potência reativa, como geradores, reactâncias, condensadores, etc., e de outros elementos de controlo, como transformadores com tomadas, que têm como finalidade manter os níveis de tensão nos nós da rede de transporte dentro das margens referidas na secção 3.3 [51].

Este Serviço de Sistema é obrigatório e requer uma prestação mínima para o seguinte conjunto de situações [51]:

- grupos geradores de potência igual ou superior a 30 MW com conexão direta à rede de transporte, e que sejam grupos geradores associados a unidades de produção térmica, centrais de bombagem ou unidades de gestão hidráulicas. Devem ainda participar no mercado diário de produção, estar afetas a contratos bilaterais ou atuar como compensadores síncronos;
- Empresas de transporte;
- Consumidores qualificados não pertencentes à tarifa regulada e ligados diretamente à rede de transporte com potência contratada igual ou superior a 15 MW;
- Operadores das redes de distribuição.

O serviço de regulação de tensão é então composto por uma prestação mínima de carácter obrigatório e ainda de uma prestação opcional. A prestação mínima é valorizada consoante a banda de produção de energia reativa, a banda de absorção de energia reativa, a produção efetiva de energia reativa e a absorção efetiva de energia reativa. Os produtores, consumidores qualificados e gestores das redes de distribuição podem ainda oferecer recursos adicionais disponíveis que excedam os requisitos mínimos obrigatórios, tratando-se então de uma prestação opcional. Estas ofertas não são feitas com nenhum preço associado, sendo remuneradas mediante um sistema de preços regulados [51].

3.3.3 Controlo de frequência

3.3.3.1 Regulação primária

Em Espanha a definição de reserva de regulação primária é dada pela margem existente e que permite a modificação da potência gerada pelos grupos geradores, quer a subir quer a descer, de forma automática mediante a atuação dos reguladores de velocidade desses grupos [51].

Até ao dia 31 de dezembro de cada ano, o Operador de Sistema em Espanha comunica a todos os agentes produtores e aos responsáveis pelas zonas de regulação os requisitos de reserva de regulação primária estipulados pela ENTSO-E para o país no ano seguinte [53].

À semelhança de Portugal, em Espanha este serviço é também de carácter obrigatório, sendo que todas as unidades de produção devem dispor dos equipamentos necessários à regulação primária. No caso de existir uma impossibilidade técnica que não permita ao agente fornecer o serviço de regulação primária cabe a este adquirir o dito serviço a outros agentes que possam fornecer [53].

3.3.3.2 Regulação secundária

O serviço de regulação secundária em Espanha está a cargo de todos os agentes que obtenham a respetiva habilitação do Operador de Sistema e que cumpram os requisitos técnicos e operativos definidos por este para a prestação do serviço [54].

Diariamente, o Operador de Sistema estabelece e comunica às empresas habilitadas a reserva necessária para a regulação secundária para o período de programação do dia seguinte, estabelecendo ainda a relação de reserva a subir e a descer para cada zona de regulação e o valor máximo e mínimo de margem de regulação admitido em cada oferta. Assim, os geradores oferecem, para cada unidade de produção, uma banda de regulação, em MW, com o respetivo preço, em €/MW, para cada hora do dia seguinte [54].

O Operador de Sistema contrata as ofertas que, em conjunto, apresentam um menor custo total, tendo em conta os seguintes critérios [54]:

- Cumprimento da relação estabelecida entre a reserva a subir e a descer em cada zona de regulação;
- Preço da proposta;
- Em caso de igualdade de preço da oferta a reserva atribuída é repartida de forma proporcional à banda;
- A soma total das bandas de potência aceites deve estar compreendida num intervalo de $\pm 10\%$ da banda de regulação total requerida.

A valorização do serviço de regulação secundária em Espanha é feita através dos seguintes critérios [1]:

- Disponibilização de banda - a banda de regulação atribuída é remunerada ao preço marginal obtido na respetiva hora em €/MW;
- Utilização de energia - a energia efetivamente utilizada dentro da banda contratada para a regulação é remunerada ao preço marginal da energia obtida no mercado de regulação terciária para o período em causa.

3.3.3.3 Regulação terciária

O serviço de regulação terciária é um serviço voluntário e gerido por mecanismo de mercado, tendo como objetivo restituir os valores da reserva de regulação secundária mediante a adaptação de programas de funcionamento de unidades de programação de produção de energia e instalações com bombagem. Esta reserva de regulação terciária corresponde à variação máxima de potência a subir ou a descer que pode ser alocada a uma unidade de produção ou unidade de bombagem num tempo máximo de 15 minutos [55].

O valor de reserva mínima necessária para a regulação terciária a subir em cada período de programação é igual à perda máxima de produção provocada de forma direta por uma falha simples de um elemento do sistema, acrescida de 2% do valor da procura prevista para cada período de programação. No caso da reserva terciária a descer o seu valor é estabelecido em função das condições de operação, podendo variar entre 40 e 100% do valor da reserva a subir. [52]. Estes valores são estabelecidos e publicados pelo Operador de Sistema para cada período de programação do dia seguinte [55].

Podem participar no mercado de regulação terciária todas as unidades de programação constituídas por instalações, ou conjunto de instalações, que cumpram os critérios definidos pelo Operador de Sistema ao nível das características técnicas e operativas [55].

Assim, todas as unidades de programação correspondentes a instalações de produção de energia ou instalações com bombagem são obrigadas a apresentar uma oferta com toda a reserva terciária disponível, tanto a subir como a descer, para cada um dos períodos de programação do dia seguinte. Estas ofertas são compostas pelo valor total da sua reserva terciária, em MW, e o respetivo preço de energia, em €/MWh [55].

A remuneração deste serviço é igual para todas as ofertas e é obtida através do valor da última oferta aceite, distinguindo-se as propostas a subir e a descer, sendo um processo meramente económico [55].

Capítulo 4

Análise dos resultados dos Mercados de Serviços de Sistema e da produção eólica e fotovoltaica no ano de 2016

4.1 Introdução

Neste Capítulo é apresentada uma análise dos resultados do Mercado dos Serviços de Sistema em Portugal em 2016 e dos valores registados da produção eólica e fotovoltaica nesse período.

No que diz respeito aos Serviços de Sistema, a análise realizada é referente aos valores das reservas secundária e terciária, ambos serviços contratados pelo Operador de Sistema através de mecanismos de mercado. Os valores analisados da reserva de regulação secundária são referentes à banda contratada e aos valores de energia efetivamente mobilizada. Já no caso da reserva de regulação terciária, e por falta de acesso a mais dados, apenas será feita uma análise aos valores de energia mobilizada.

Relativamente à produção eólica, primeiramente será feita uma análise geral dos dados para o ano completo de 2016 e, de seguida, uma análise mais detalhada destes valores para um mês em que se verificou uma elevada produção eólica, tendo sido considerado o mês de maio de 2016. É ainda tido em consideração um mês em que este valor foi mais baixo, o mês de junho. Para ambos os casos foi ainda escolhido um dia que justificasse com mais evidência a escolha desse mês, ou seja, para o mês de maio escolheu-se um dia com a maior produção eólica verificada e para o mês de junho o dia com a menor produção eólica.

A produção de energia fotovoltaica em Portugal representa uma pequena fatia do *mix* energético nacional e é incomparável com o impacto que a produção eólica tem no setor, mas sendo uma fonte que também apresenta uma imprevisibilidade significativa, pois está dependente das condições meteorológicas, será também feita uma análise da sua relação com aos valores contratados ou mobilizados das reservas.

Os valores da energia contratada e mobilizada para a reserva secundária e da energia mobilizada para a reserva terciária são públicos e podem ser acedidos através da página *online* do Operador de Sistema Português, a REN. Já os valores da produção eólica e fotovoltaica foram

cedidos pela EDP Gestão da Produção de Energia a quem desde já se agradece toda a colaboração prestada ao longo da realização deste trabalho.

4.2 Análise geral da produção eólica e fotovoltaica em 2016

No presente subcapítulo será efetuada uma análise dos valores da produção eólica e fotovoltaica em 2016 em Portugal, com o objetivo de, posteriormente, serem escolhidos dois períodos para ser feita uma análise mais detalhada e comparativa com os valores contratados e mobilizados da reserva secundária e os valores de energia mobilizada da reserva terciária.

O ano de 2016 foi um ano de sucesso no que diz respeito à integração de energias renováveis no setor da eletricidade em Portugal, tal como evidenciado no subcapítulo 2.2.3 do presente documento. A energia eólica teve uma grande contribuição para atingir este objetivo, sendo que, em 2016, a produção total desta fonte de energia foi de 12,196 TWh, cerca de 24,73 % do consumo nesse período, como descrito na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Produção eólica e o seu impacto no consumo de energia em Portugal no ano de 2016.

Ano	Produção Eólica (GWh)	Consumo (GWh)	Contribuição da Produção Eólica no Consumo (%)
2016	12196	49307	24,73

Em termos de valores mensais do ano de 2016, a produção eólica atingiu o seu máximo nos meses de janeiro e fevereiro, com 1417 e 1530 GWh, respetivamente, chegando a satisfazer 36,25% do consumo no mês de fevereiro. Por sua vez os meses de setembro e outubro foram os meses em que se registou o menor valor de produção eólica, com 642,489 GWh e 713,591 GWh respetivamente. Estes valores representam 16,14% do consumo de energia em setembro e 18,16% em outubro. Em termos de valores diários, o dia 22 de abril de 2016 foi o dia do ano em que se registou o menor valor de produção de energia eólica, com 2,978 GWh, em contraste com o dia 12 de fevereiro em que este valor foi de 94,905 GWh.

A Tabela 4.2 e a Figura 4.1 permitem verificar a evolução da produção eólica ao longo de cada um dos meses do ano de 2016 e a sua contribuição para a satisfação do consumo.

Tabela 4.2 - Produção eólica e o seu impacto no consumo de energia em Portugal ao longo do ano de 2016.

Mês	Produção Eólica (GWh)	Consumo (GWh)	Contribuição da Produção Eólica no Consumo (%)
janeiro	1417,199	4411,221	32,13
fevereiro	1530,008	4221,287	36,25
março	1191,581	4362,076	27,32
abril	1141,013	3997,742	28,54
maio	936,259	3862,084	24,24
junho	801,031	3857,695	20,76
julho	769,852	4257,327	18,08
agosto	828,160	4020,243	20,60
setembro	642,489	3981,591	16,14
outubro	713,591	3930,343	18,16
novembro	1156,293	4081,662	28,33
dezembro	1068,333	4323,850	24,71

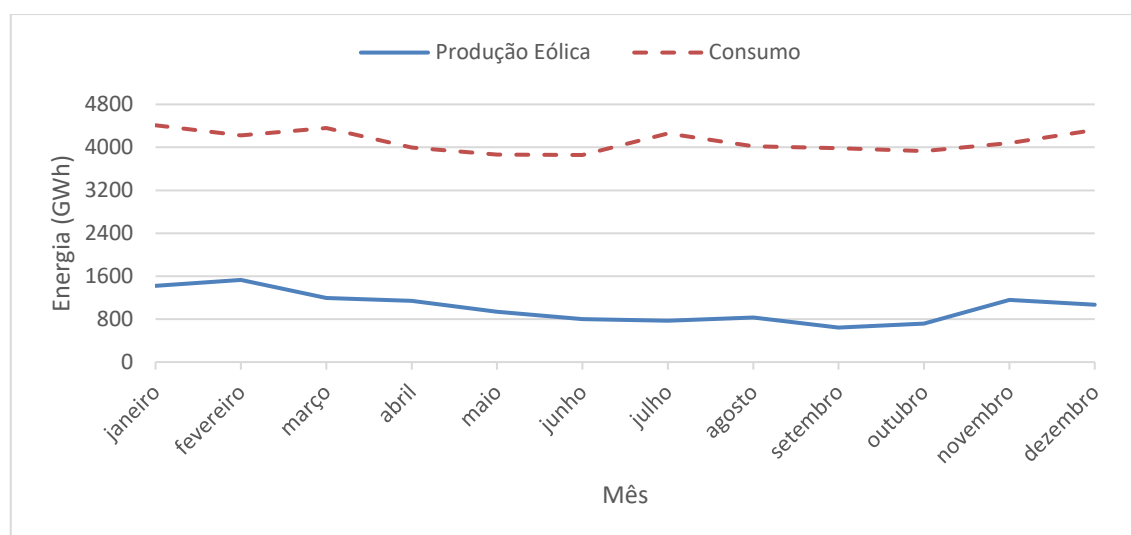


Figura 4.1 - Evolução da produção de energia eólica e do consumo em Portugal ao longo do ano de 2016.

Por análise da Figura 4.1 é possível concluir que existe uma relação entre as estações meteorológicas e a produção de energia eólica. Os meses do outono e do inverno, que se caracterizam por condições climatéricas mais adversas no que diz respeito ao vento, foram os meses em que se verificou uma produção eólica superior, e em que o índice de produtibilidade eólica foi mais elevado.

Apesar de o mês de maio não fazer parte dos meses com maior produção de energia eólica, foi neste mês que se atingiu o pico horário de produção desta fonte no ano de 2016. No dia 7 de maio, às 16 horas, registou-se o valor máximo de produção eólica de 4423,600 MWh, sendo que entre as 13 e as 20 horas este valor foi sempre superior a 4000 MWh, valor este superior ao dobro da média de produção horária no ano de 2016 que foi de aproximadamente 1388 MWh. Em contraste, no dia 17 de outubro de 2016 às 10 horas registou-se o menor valor de produção eólica do ano com 13,875 MWh.

No que diz respeito à produção de energia fotovoltaica, os valores obtidos para o ano de 2016 são incomparáveis com os da produção eólica, tal como mencionado no início deste

Capítulo. O aumento da potência instalada no ano de 2016 foi praticamente insignificante, e a produção de energia através desta fonte foi de 777,922 GWh, cerca de 16 vezes inferior à produção eólica no mesmo período, representando cerca de 1,58% do consumo nesse período. A Tabela 4.3 permite verificar a produção fotovoltaica mensal no ano de 2016 assim como o total verificado nesse ano e a Figura 4.2 a representação gráfica desses mesmos valores.

Tabela 4.3 - Produção fotovoltaica e o seu impacto no consumo de energia em Portugal no ano de 2016.

Mês	Produção Fotovoltaica (GWh)	Consumo (GWh)	Contribuição da Produção Fotovoltaica no Consumo (%)
janeiro	33,403	4411,221	0,76
fevereiro	44,009	4221,287	1,04
março	66,749	4362,076	1,53
abril	67,568	3997,742	1,69
maio	71,741	3862,084	1,86
junho	87,133	3857,695	2,26
julho	89,781	4257,327	2,11
agosto	87,871	4020,243	2,19
setembro	78,965	3981,591	1,98
outubro	57,773	3930,343	1,47
novembro	45,529	4081,662	1,12
dezembro	47,398	4323,850	1,10
Total 2016	777,922	49307,122	1,58

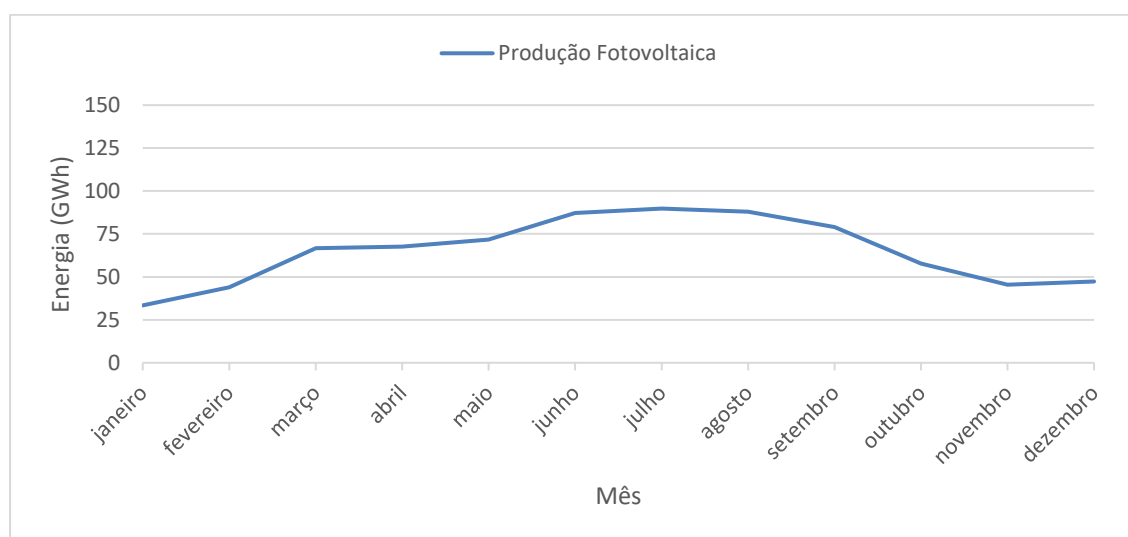


Figura 4.2 - Evolução da produção de energia fotovoltaica em Portugal ao longo do ano de 2016.

A análise da Tabela 4.3 e da Figura 4.2 permite concluir que, à semelhança do que acontece com a produção eólica, a produção de energia fotovoltaica está também relacionada com as estações meteorológicas. A intensidade da radiação solar é então superior nos meses de primavera e verão e está relacionada com o tempo, ângulo solar, inexistência de nuvens e temperatura, resultando em que nesses meses a produção de energia através desta fonte seja superior ao restante período do ano. O pico horário de produção fotovoltaica no ano de 2016 foi registado no dia 1 de maio às 13h com um valor de 377,775 MWh. Verifica-se então que,

tanto o pico de produção eólica como o pico de produção fotovoltaica, ocorreram em meses em que o valor total de produção dessas fontes não foi dos mais elevados.

4.3 Análise geral dos valores obtidos no Mercado de Serviços de Sistema

Como referido no início deste Capítulo será realizada em seguida uma análise dos valores obtidos no mercado de Serviços de Sistema no que diz respeito ao ano de 2016 em Portugal Continental. Estes valores são relativos à banda contratada e energia mobilizada da reserva secundária e no que diz respeito à reserva terciária será feita apenas a análise da energia de reserva mobilizada.

4.3.1 Banda de regulação secundária contratada

A análise geral dos valores da banda contratada da reserva secundária no ano de 2016 em cada mês resultam da adição dos valores obtidos em cada hora e posteriormente em cada dia do respetivo mês. Estes valores encontram-se na Tabela 4.4 que indica a banda contratada a subir, a banda contratada a descer e a banda total contratada, resultante da soma destas, e que podem ser analisados visualmente através da Figura 4.3.

Tabela 4.4 - Valores obtidos para a banda contratada de reserva secundária em Portugal no ano de 2016.

Mês	Banda Contratada a Subir (MW)	Banda Contratada a Descer (MW)	Total de Banda Contratada (MW)
janeiro	131444	65731	197175
fevereiro	125476	62738	188214
março	133599	66799	200398
abril	123141	61571	184712
maio	122758	61379	184137
junho	118484	59242	177726
julho	128203	64101	192304
agosto	123324	61662	184986
setembro	120869	60435	181304
outubro	122972	61486	184458
novembro	120741	60370	181111
dezembro	130114	65057	195171

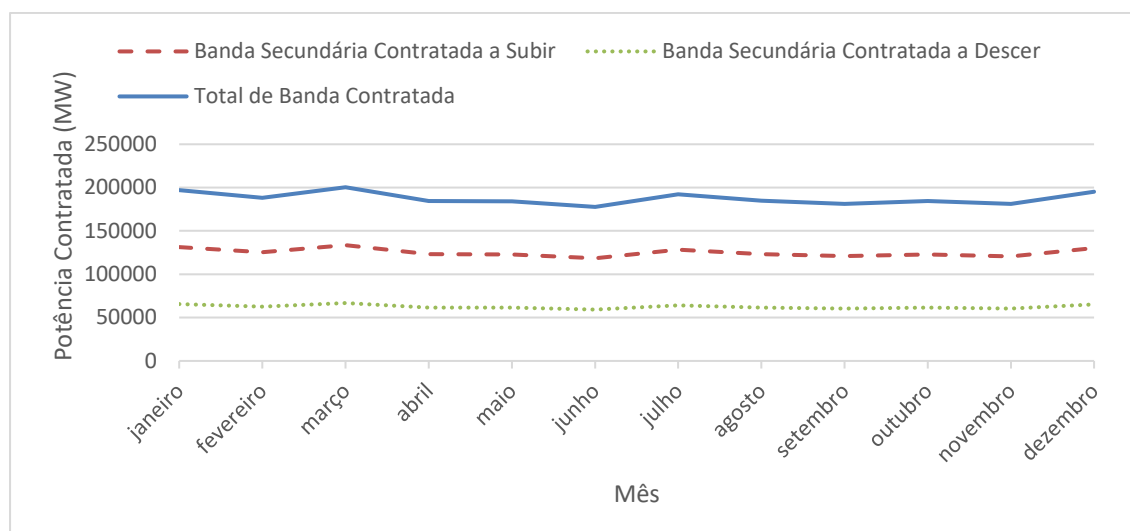


Figura 4.3 - Evolução da banda de reserva secundária contratada em Portugal no ano de 2016.

Por análise dos valores em cada mês é possível constatar que a banda de reserva secundária contratada durante o ano de 2016 em Portugal não sofreu variações bruscas, estando compreendida entre o valor máximo de 20398 MW no mês de março e o valor mínimo de 17726 MW no mês de junho. Estes valores apresentam uma variação de cerca de 6% em relação ao valor médio mensal do total da banda de reserva secundária contratada, que se situou em 187641 MW em 2016.

Quer através da Tabela 4.4 quer através da Figura 4.3 é possível também verificar que a banda de reserva secundária a subir representa cerca de 2/3 do total da banda de reserva secundária contratada, sendo que o restante 1/3 diz respeito à banda de reserva a descer. Como referido no subcapítulo 3.2.3.2, para cada hora de programação o Operador de Sistema especifica o requisito de banda de reserva secundária e os Agentes de Mercado oferecem, para cada um desses períodos de programação, uma proposta que deve respeitar a relação pré estabelecida entre a reserva a subir e a descer. Esta relação determina que a quantidade de reserva secundária a subir deverá ser o dobro da quantidade de reserva a descer, resultando na razão de 2/3 da banda especificada para a reserva a subir e 1/3 a descer, como se verifica nos dados analisados.

Em termos de valores diários, o dia do ano em que o total de banda de reserva secundária contratada foi mais baixo foi o dia 1 de janeiro com 3609 MW, que pode ser justificado pelo facto de ser feriado nacional e ser um dos dias do ano em que o consumo de energia é mais baixo, resultando em que a energia transacionada em mercado seja inferior. Em contraste, o dia 18 de fevereiro foi o dia do ano em que este valor atingiu o máximo de 7362 MW de potência de banda contratada.

No que diz respeito aos preços obtidos no mercado de banda de reserva secundária contratada já foi possível notar uma variação dos valores ao longo do ano, como apresentado na Figura 4.4. Os valores mensais indicados na Figura 4.4 resultam da média aritmética dos preços referentes a cada uma das horas de contratação de cada um dos dias dos respetivos meses.

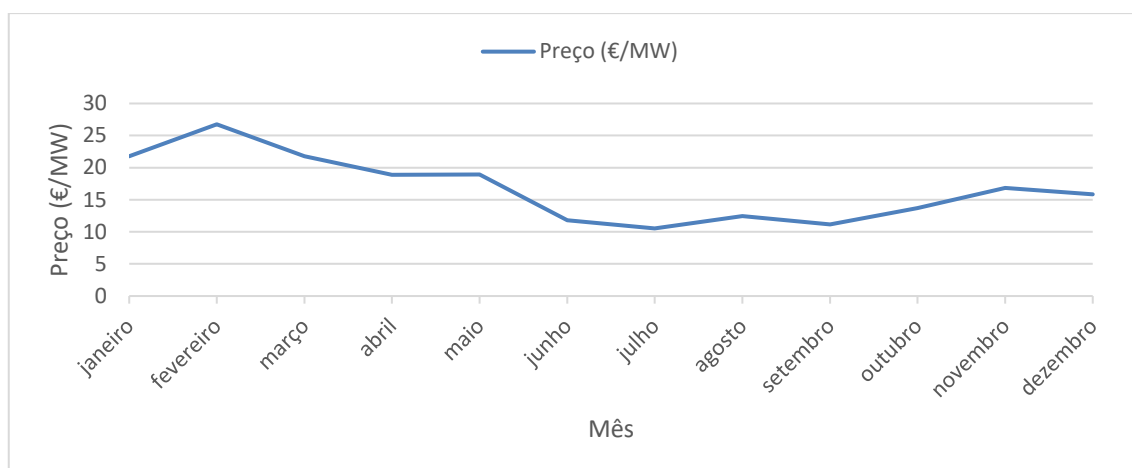


Figura 4.4 - Evolução do preço médio mensal da banda de reserva secundária contratada em Portugal no ano de 2016.

É possível então constatar que os meses de verão são os que apresentam um valor médio do preço da banda de reserva secundária contratada mais baixo, atingindo o mínimo de 10,53 €/MW no mês de julho. O valor máximo do preço foi registado no mês de fevereiro com 26,75 €/MW, mais de o dobro do valor mínimo registado, evidenciando a elevada variância desta variável. Em termos horários o valor máximo registado foi verificado nas horas 1, 2, 8, 9, 11 e 24 do dia 14 de fevereiro com 80,1 €/MW, e o valor mínimo foi registado em todas as horas do dia 9 de julho com o valor constante de 4,0 €/MW.

Considerando ainda a vertente económica da banda de reserva secundária contratada, e através dos valores horários contratados e dos respetivos valores de preço, é possível concluir que o total de volume económico referente à banda de reserva secundária contratada em Portugal no ano de 2016 foi de 37,074 M€. A Tabela 4.5 permite verificar este valor e também a sua repartição ao longo dos diversos meses do ano.

Tabela 4.5 - Volume Económico relativo à banda de reserva secundária contratada em 2016.

Mês	Volume Económico (M€)
Janeiro	4,108
Fevereiro	4,961
Março	4,378
Abril	3,482
Maio	3,410
Junho	2,033
Julho	1,975
Agosto	2,263
Setembro	1,973
Outubro	2,466
Novembro	2,988
Dezembro	3,037
Total 2016	37,074

4.3.2 Energia de regulação secundária mobilizada

A energia de regulação secundária mobilizada surge da necessidade de compensar erros de previsão da produção ou do consumo, ou ainda de reagir a saídas de serviço de geradores por avaria, no sentido em que a energia mobilizada a descer é utilizada em situações em que a produção é excessiva, ou em que o consumo é inferior ao previsto. Por outro lado, a energia secundária mobilizada a subir é utilizada em situações em que a produção é insuficiente, ou o consumo é superior ao expectável, e é utilizada para injetar energia na rede de modo a restabelecer o equilíbrio entre a produção e o consumo. A Figura 4.5 apresenta a evolução da energia de regulação secundária mobilizada a subir e a descer, juntamente com o total destas, ao longo do ano de 2016. Estes valores resultam da soma dos valores mobilizados para cada um dos períodos de contratação, isto é, em cada mês apresentado está visível o total de energia mobilizada nesse período em todas as horas.

Deve notar-se ainda que numa mesma hora podem ocorrer intervalos de tempo em que haja necessidade de mobilizar energia secundária a descer e outros intervalos de tempo em que seja mobilizada energia a subir. Por exemplo, admitindo que não ocorrem saídas de serviço por avaria de geradores, e os valores de todas as outras grandezas realmente ocorridos coincidem com os valores previstos (por exemplo consumo), podem ocorrer períodos na mesma hora em que a produção eólica seja superior ao previsto e outros períodos em que seja inferior.

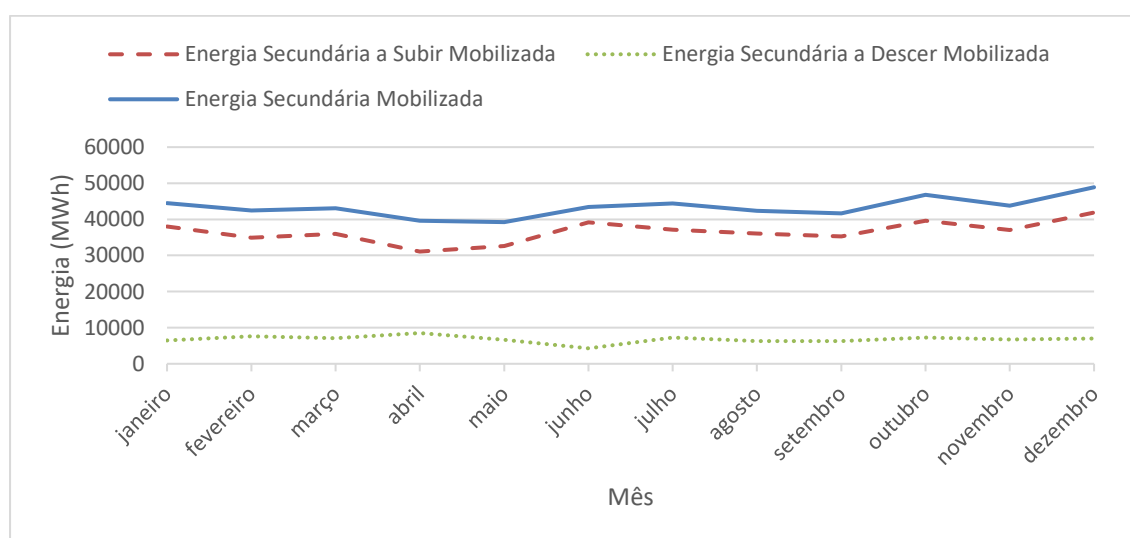


Figura 4.5 - Evolução da energia de reserva secundária mobilizada em Portugal no ano de 2016.

Pela análise do gráfico da Figura 4.5 é possível verificar que, em todos os meses do ano de 2016, o total da energia secundária mobilizada a subir foi superior à energia secundária mobilizada a descer, evidenciando que, no geral, existiu uma maior necessidade de injetar energia na rede do que o oposto. Esta diferença entre a energia mobilizada a subir e a descer foi mais evidente no mês de junho em que a energia secundária a subir foi 9 vezes superior à energia secundária a descer.

A Tabela 4.6 permite verificar os valores do total de energia de regulação secundária mobilizada em cada mês do ano de 2016 e em ambos os sentidos de contratação, a subir e a descer.

Tabela 4.6 - Energia secundária mobilizada em todos os meses de 2016.

Mês	Energia Secundária Mobilizada a Subir (MWh)	Energia Secundária Mobilizada a Descer (MWh)	Energia Secundária Mobilizada Total (MWh)
janeiro	38005,658	6477,849	44483,507
fevereiro	34879,100	7608,930	42488,030
março	35957,410	7081,450	43038,860
abril	31080,670	8505,330	39586,000
maio	32594,999	6637,987	39232,986
junho	39176,655	4276,986	43453,641
julho	37119,046	7261,260	44380,306
agosto	36049,186	6320,805	42369,991
setembro	35311,810	6305,308	41617,118
outubro	39596,383	7224,666	46821,049
novembro	37048,166	6741,226	43789,392
dezembro	41887,911	7003,870	48891,781
Total 2016	438706,994	81445,667	520152,660

Em 2016, tanto a energia secundária mobilizada a subir como a descer não apresentam, em termos de valores mensais, uma variação brusca, uma vez que ao longo de todo o ano o total de energia secundária mobilizada se situou entre o mínimo de 39232,986 MWh, verificado em maio, e o máximo de 48891,781 MWh, ocorrido em dezembro.

Em termos diários, o valor de energia secundária mobilizada mais elevado foi registado no dia 15 de dezembro com 2423,600 MWh e o valor mínimo no dia 24 de abril com 628,010 MWh.

Como referido no subcapítulo 3.2.3.2 do presente documento, a remuneração da energia de reserva secundária efetivamente mobilizada é realizada utilizando o preço da energia terciária que foi mobilizada para o mesmo período. Na Figura 4.6 é possível verificar a variação da média aritmética do preço de energia mobilizada da reserva terciária em todos os meses do ano de 2016, e que é utilizada para a remuneração da energia de banda secundária e terciária mobilizada.

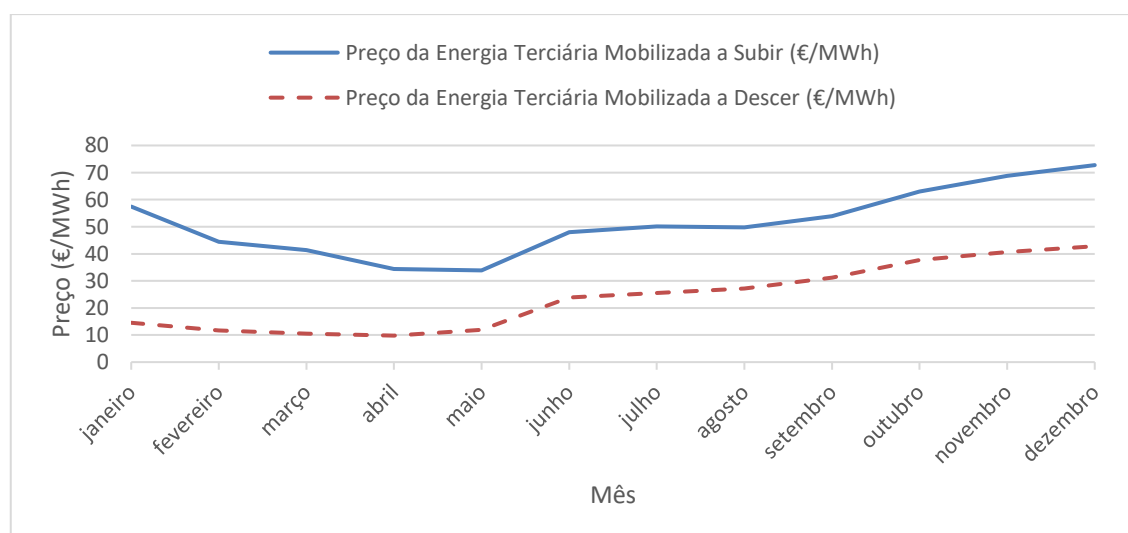


Figura 4.6 - Evolução do preço médio mensal da banda de reserva secundária e terciária mobilizada em Portugal no ano de 2016.

Pela análise gráfica da Figura 4.6 é possível verificar que o preço da energia mobilizada a subir foi sempre superior ao preço da energia mobilizada a descer e todo o ano, sendo que o menor valor do preço da energia mobilizada a subir se verificou no mês de maio com 33,86 €/MWh e o seu máximo foi registado no mês de dezembro com 72,74 €/MWh. No que diz respeito ao preço da energia mobilizada a descer o valor máximo foi registado também no mês de dezembro, com 42,79 €/MWh, e o valor mínimo no mês de abril com 9,79 €/MWh. Estes valores evidenciam, juntamente com a análise da Figura 4.6, a volatilidade do preço deste serviço.

O volume económico referente a esta parcela da remuneração da energia secundária mobilizada está presente na Tabela 4.7. Para cada hora foi multiplicado o preço da energia a descer pela energia mobilizada a descer bem como o preço da energia a subir pela energia mobilizada a subir. Os valores mensais indicados resultam da soma dos valores horários em cada hora do mês da energia mobilizada a subir e a descer. Nesta Tabela, são considerados todos os períodos de contratação do ano de 2016 e é apresentado o total de volume económico em cada mês e no ano em estudo.

Tabela 4.7 - Volume Económico relativo à energia de reserva secundária mobilizada em 2016.

Mês	Volume Económico (M€)
janeiro	2,346
fevereiro	1,652
março	1,585
abril	1,204
maio	1,215
junho	2,063
julho	2,079
agosto	1,975
setembro	2,106
outubro	2,763
novembro	2,837
dezembro	3,380
Total 2016	25,204

Considerando que o mês de dezembro foi o mês em que existiu um maior volume de energia secundária mobilizada no ano de 2016 e que foi também o mês em que o respetivo preço foi mais elevado, era de esperar que fosse este o mês que apresentaria o maior volume económico e, considerando a Tabela 4.7, tal é verificado. O mês de dezembro foi o mês do ano de 2016 que apresentou um maior volume económico no que diz respeito à energia mobilizada com 3,380 M€, cerca de 13% do total do volume económico.

O volume económico total referente à reserva secundária resulta então da soma da parcela referente à banda secundária contratada e à parcela da energia secundária mobilizada. Assim, a Tabela 4.8 apresenta o total do volume económico referente à reserva secundária no ano de 2016 e que contempla os valores apresentados na Tabela 4.5 e na Tabela 4.7.

Tabela 4.8 - Volume Económico total relativo à reserva secundária em 2016.

Mês	Volume Económico (M€)
janeiro	6,454
fevereiro	6,613
março	5,963
abril	4,686
maio	4,625
junho	4,096
julho	4,054
agosto	4,238
setembro	4,079
outubro	5,229
novembro	5,825
dezembro	6,417
Total 2016	62,278

É possível então concluir que no ano de 2016 o total de volume económico referente à reserva secundária foi de 62,278 M€, com os valores mínimos a coincidirem com os meses de primavera e verão, e os valores máximos com os meses de outono e de inverno.

4.3.3 Energia de regulação terciária mobilizada

No site do Operador de Sistema Português apenas está disponível a energia de regulação terciária efetivamente mobilizada, não existindo dados acessíveis relativos à energia contratada para este serviço. Assim, a Figura 4.7 apresenta a evolução da energia de reserva terciária mobilizada em Portugal no ano de 2016, sendo que os valores de energia apresentados correspondem à soma da energia mobilizada em cada um dos períodos de contratação. Isto é, para cada mês é apresentado o total de energia mobilizada nesse período.

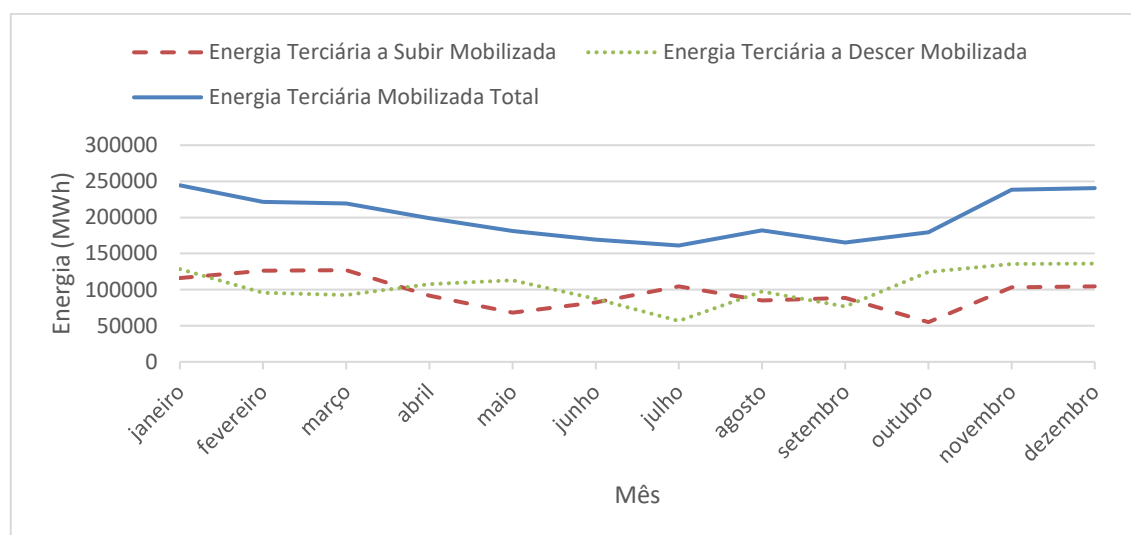


Figura 4.7 - Evolução da energia de reserva terciária mobilizada em Portugal no ano de 2016.

Pela análise da Figura 4.7 é possível constatar duas diferenças evidentes em comparação com a Figura 4.5 relativa à energia secundária mobilizada. A primeira diferença encontra-se no facto de a energia mobilizada a subir não ser sempre superior à energia mobilizada a descer sendo que, no caso da energia de reserva terciária, o sentido da regulação com mais energia

mobilizada alterna várias vezes ao longo do ano. A segunda diferença diz respeito aos valores mobilizados. No caso da energia secundária o valor mais elevado foi de 48,891 GWh, ocorrido no mês de dezembro, e da energia terciária o valor mais elevado foi de 244,430 GWh, cerca 5 vezes superior, ocorrido no mês de janeiro. A Tabela 4.9 permite verificar os valores do total de energia de regulação terciária mobilizada em cada mês do ano de 2016.

Tabela 4.9 - Energia terciária mobilizada em todos os meses de 2016.

Mês	Energia Terciária Mobilizada a Subir (MWh)	Energia Terciária Mobilizada a Descer (MWh)	Energia Terciária Mobilizada Total (MWh)
janeiro	115792,990	128637,600	244430,590
fevereiro	126168,250	95536,520	221704,770
março	126933,520	92526,010	219459,530
abril	91539,630	107560,140	199099,770
maio	68194,960	112835,100	181030,060
junho	82238,390	87044,845	169283,235
julho	104420,230	56666,500	161086,730
agosto	84776,100	97217,853	181993,953
setembro	88682,510	76446,320	165128,830
outubro	54942,570	124622,020	179564,590
novembro	103162,530	135382,803	238545,333
dezembro	104463,710	136071,770	240535,480
Total 2016	1151315,390	1250547,481	2401862,871

No ano de 2016 o total de energia de regulação terciária a descer mobilizada foi de 1250,547 GWh, ligeiramente superior à energia de regulação a subir que se situou em 1151,315 GWh. Como referido anteriormente, a energia de regulação a subir não foi sempre superior à energia de regulação a descer, como se verificou na energia secundária, sendo que na maior parte dos meses a energia mobilizada a descer foi superior à energia mobilizada a subir.

Em termos de valores mensais, o valor mais elevado de energia mobilizada foi registado no mês de janeiro com 244,430 GWh, ao contrário do mês de julho que registou o valor mais baixo de todos os meses do ano com 161,086 GWh. Relativamente aos valores diários o dia do ano em que se verificou o maior valor de energia terciária mobilizada foi o dia 25 de novembro com 20,938 GWh, em contraste com o dia 24 de julho que correspondeu ao dia com o menor valor de energia terciária mobilizada de 2,000 GWh.

Dado que na página *online* do Operador de Sistema português não é publicada informação relativa à energia de reserva terciária contratada, é apresentado em seguida o volume económico referente à remuneração da energia terciária mobilizada. Estes valores podem ser analisados na Tabela 4.10. Nesta Tabela, são considerados todos os períodos de contratação do ano de 2016 e é apresentado o total de volume económico em cada mês, sendo que os valores apresentados foram calculados de forma análoga ao Volume Económico relativo à energia de reserva secundária mobilizada. Isto é, para cada hora foi multiplicado o preço da energia a descer pela energia mobilizada a descer bem como o preço da energia a subir pela energia mobilizada a subir.

Tabela 4.10 - Volume Económico relativo à energia de reserva terciária mobilizada em 2016.

Mês	Volume Económico (M€)
janeiro	8,723
fevereiro	6,503
março	6,305
abril	4,364
maio	3,726
junho	5,955
julho	7,009
agosto	6,966
setembro	7,521
outubro	8,358
novembro	12,734
dezembro	13,337
Total 2016	91,500

À semelhança do que se verificou com o volume económico referente à energia de reserva secundária mobilizada, no caso da energia de reserva terciária é também nos meses de primavera e verão que o volume económico foi menor no ano de 2016. O mês com o menor volume económico registado foi maio com 3,726 M€, sendo que o mês com maior valor de volume económico foi dezembro, que foi também o mês que registou um maior valor de energia mobilizada. No total, em 2016, o volume económico relativo à energia de reserva terciária mobilizada foi de 91,5 M€.

Considerando o volume económico da contratação de banda de reserva secundária e o volume económico da mobilização de energia de reserva secundária e terciária, temos então que o total do volume económico em 2016 destes dois serviços, foi de 153,778 M€. A este valor acresce ainda o volume económico referente à contratação de banda de reserva terciária que, como explicado, não foi calculado por falta da divulgação dos dados por parte do Operador de Sistema.

Capítulo 5

Estudo da relação entre a reserva secundária e terciária e a produção eólica e fotovoltaica em 2016

5.1 Introdução

No Capítulo anterior foi apresentada uma análise geral ao ano de 2016 no que diz respeito aos resultados dos mercados de Serviços de Sistema e também da produção eólica e fotovoltaica. A análise relativa aos mercados de Serviços de Sistema foi realizada tendo em consideração a vertente da contratação de banda de reserva secundária e da energia que foi efetivamente mobilizada no que diz respeito às reservas secundária e terciária.

Neste Capítulo será feita uma análise dos valores apresentados no Capítulo anterior por forma a determinar a existência de relações entre as reservas contratadas e mobilizadas e a produção eólica e fotovoltaica. Dada a extensão dos resultados referentes ao ano de 2016, e tendo em conta que a contratação dos Serviços de Sistema é feita em termos horários, apenas serão considerados períodos mais curtos para análise. Isto deve-se ao facto de a realização de uma comparação geral e anual destes valores poder dificultar a identificação de relações existentes entre as grandezas analisadas.

A seleção destes períodos tem por base os resultados anteriores. No que diz respeito à produção eólica, a Tabela 4.2 permite constatar que o mês de fevereiro foi o mês em que se registou uma maior produção eólica. Em termos diários, o valor máximo de produção eólica foi também registado em fevereiro, no dia 12. Assim, o mês de fevereiro enquadra-se num mês de inverno indicado para o estudo de uma possível relação entre a produção eólica e as reservas secundária e terciária. No que diz respeito aos períodos horários, a produção eólica registou o seu máximo anual no dia 7 de maio às 16 horas, sendo que neste dia a produção eólica foi superior à média diária na maior parte dos períodos. Desta forma, será também feita uma análise aos dias 6, 7, 8, 9 e 10 de maio. Será ainda feita uma análise comparativa entre os valores das reservas secundária e terciária com a produção eólica no mês de setembro, que se enquadra num mês de verão, e que foi o mês que registou o menor valor de produção eólica no ano.

No que diz respeito aos valores analisados da produção fotovoltaica em 2016, será feita uma análise comparativa considerando o mês de janeiro, por ser um mês de inverno e também com o menor valor de produção no ano, e também o mês de julho, tratando-se de um mês de verão e que foi também o mês em que a produção fotovoltaica foi mais elevada em 2016. Estes dados encontram-se apresentados na Tabela 4.3.

A análise da relação entre as variáveis em estudo é feita através de uma análise visual dos gráficos que apresentam os valores para cada período e ainda considerando o cálculo do coeficiente de correlação de Pearson, ρ . Este coeficiente é obtido através da expressão (5.1).

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \times \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (5.1)$$

O coeficiente de Pearson indica um valor entre -1 e 1 e indica a relação entre dois conjuntos de valores. Um coeficiente de -1 corresponde a uma correlação negativa perfeita entre as variáveis em análise, ou seja, se a variável “x” aumenta então a variável “y” diminui, e vice-versa. Por outro lado, se um coeficiente de 1 expressa a existência de uma correlação positiva perfeita entre as variáveis, ou seja, quando uma variável aumenta a outra também aumenta. Se este valor for 0 então não existe qualquer relação linear entre as variáveis, pelo que se pode afirmar que as séries de valores em análise seriam representadas por vetores ortogonais.

5.2 Relação entre a produção eólica e as reservas secundária e terciária

5.2.1 Análise do mês de fevereiro

Como apresentado no Capítulo 4, o valor máximo de produção eólica no ano de 2016 foi registado no mês de fevereiro, com o total de 1530,008 GWh, representando 36,25 % do consumo nesse período. A Figura 5.1 apresenta a produção eólica em cada dia do mês de fevereiro juntamente com os valores da banda de reserva secundária contratada para o período correspondente.

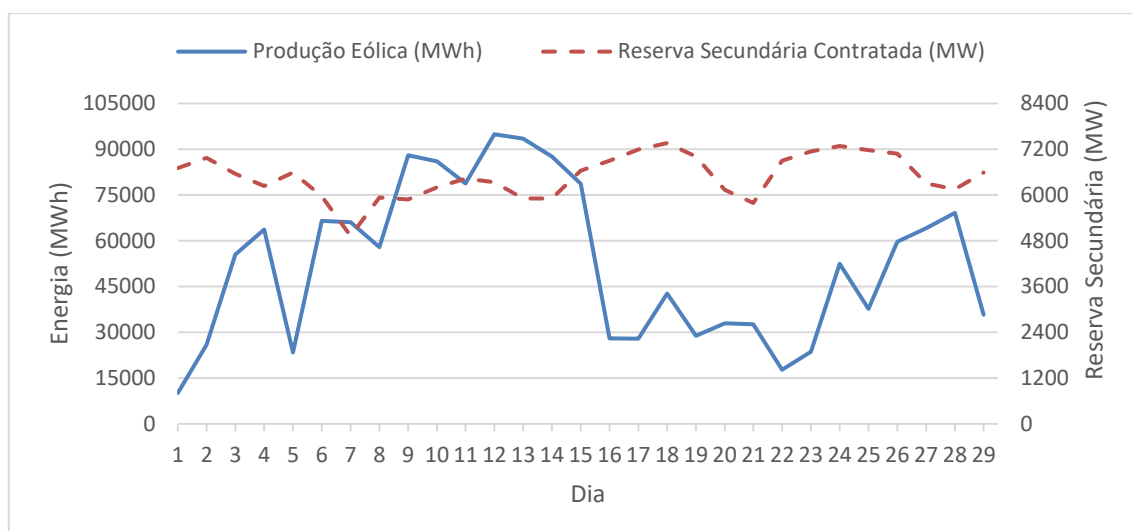


Figura 5.1 - Produção eólica e banda de reserva secundária contratada no mês de fevereiro de 2016.

A Figura 5.1 apresenta os valores para cada um dos dias do mês de fevereiro em que, no total, a produção eólica foi mais elevada, sendo que os valores da banda secundária contratada resultam da adição dos valores contratados para cada um dos períodos de programação de cada dia. No que diz respeito à análise visual dos dados não é possível verificar nenhuma relação evidente entre a banda secundária contratada e a produção eólica no total do mês de fevereiro. No entanto, o coeficiente de Pearson, que indica a relação entre duas variáveis, apresenta o valor de -0,53. Através do cálculo da correlação entre os valores diários da produção eólica e os valores da banda de reserva secundária contratada para cada dia é possível verificar que existe uma moderada relação negativa, no entanto insuficiente para retirar resultados conclusivos.

No que diz respeito à energia secundária mobilizada, a Figura 5.2 ilustra a evolução e comportamento das curvas de produção eólica e os valores de energia de regulação secundária efetivamente utilizada.

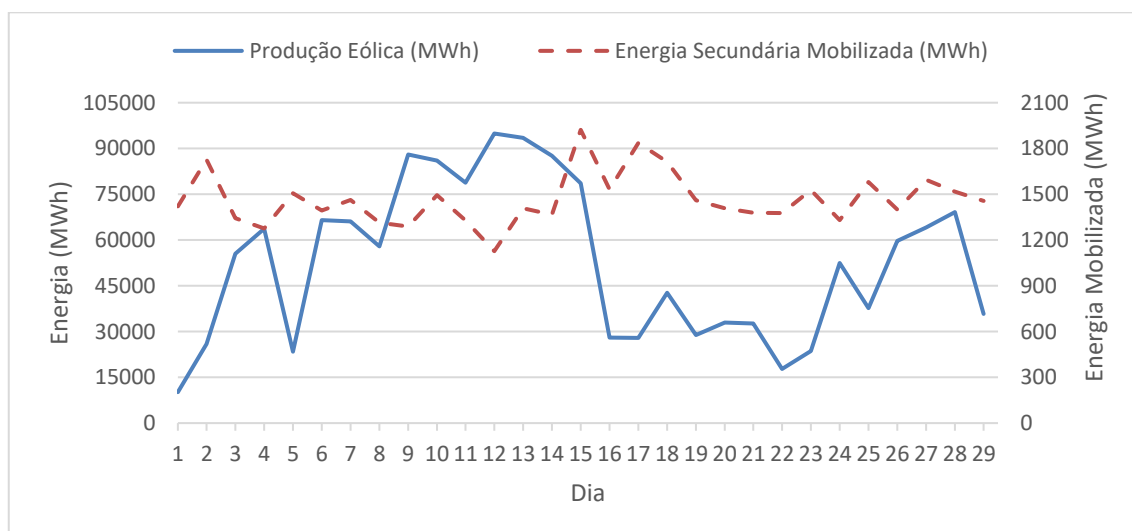


Figura 5.2 - Produção eólica e energia de reserva secundária mobilizada em fevereiro de 2016.

Pela análise da Figura 5.2 é possível constatar que existem dias em que a produção eólica coincide com alterações na energia de reserva secundária mobilizada, apesar de o coeficiente de Pearson ser de -0,29. A título de exemplo temos os dias 4, 5 e 6 de fevereiro. No dia 5 a produção eólica atingiu um valor mínimo local, existindo uma variação considerável entre esse dia e os dias 4 e 6. Para o mesmo período, o valor da reserva secundária mobilizada sofreu um aumento relativamente aos restantes dias.

É também importante referir que os valores apresentados das reservas contratadas e mobilizadas dizem respeito à soma dos valores a subir e a descer, podendo dificultar o processo de análise de uma relação entre as variáveis em estudo. Isto é, por exemplo, uma descida brusca da produção eólica poderia originar um aumento da energia secundária mobilizada a subir, ou seja, seria necessário injetar energia na rede para colmatar a perda brusca de produção. Pela análise de um gráfico que apresente tanto a energia mobilizada a subir como a descer pode tornar-se difícil encontrar uma relação entre a perda ou aumento de produção com os valores de energia mobilizada.

Desta forma, e através das Figuras 5.1 e 5.2, é possível constatar que existe uma quebra brusca na produção eólica no dia 5 de fevereiro, tornando-se num bom caso de estudo para a análise da banda de reserva secundária contratada e mobilizada. De facto, este valor aumenta ligeiramente nesse dia, pelo que de seguida será feita uma análise horária deste período e serão também considerados os valores da banda secundária a subir e a descer separadamente.

A Figura 5.3 apresenta então os valores horários da produção eólica e da banda de reserva secundária contratada a subir e a descer nos dias 4, 5 e 6 de fevereiro.

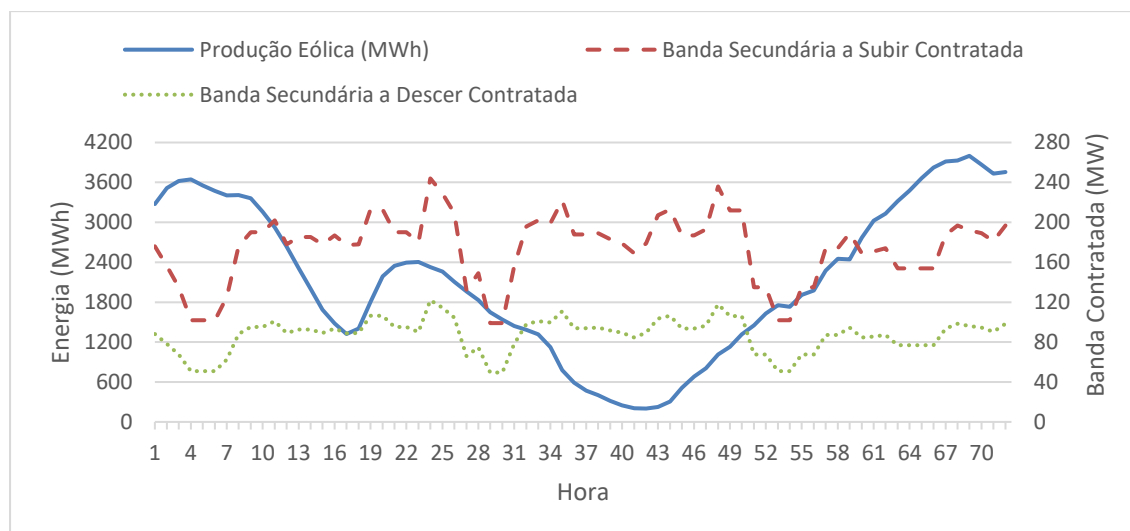


Figura 5.3 - Produção eólica e banda de reserva secundária contratada a subir e a descer nos dias 4, 5 e 6 de fevereiro de 2016.

Como dito anteriormente, o objetivo da análise separada entre a banda secundária a subir e a descer passa por verificar se existe uma relação entre estes valores e o comportamento da produção eólica. No que diz respeito aos valores contratados para a banda de reserva secundária a Figura 5.3 não permite retirar conclusões relativamente à existência de possíveis relações no decréscimo de produção eólica que se verificou no dia 5. Este decréscimo ocorre no período compreendido entre as horas 24 e 48 da Figura 5.3. Nesse período, inicialmente,

existe uma diminuição e posterior aumento da banda secundária a subir contratada, que se mantém relativamente constante em torno dos 200 MW após a hora 30. Como é sabido, a contratação da reserva secundária é feita no dia anterior ao dia em que será mobilizada, e dado os elevados avanços da previsão da produção eólica no setor é compreensível que não existam grandes variações e relações entre estes componentes. Por outro lado, neste caso de estudo, temos também o facto de a reserva secundária ser utilizada em casos em que a produção eólica sofra alterações e seja necessário a injeção ou a redução de energia da rede. Ora se a banda de reserva secundária é contratada no dia anterior à produção eólica é também natural que não se verifiquem relações evidentes, uma vez que para uma dada hora o valor da banda correspondente foi obtido em mercado no dia anterior. O cálculo do coeficiente de Pearson permite concluir que existe uma relação ténue de $-0,24$ entre a banda secundária contratada a subir/descer e a produção eólica. Dado que a contratação de energia secundária é feita de acordo com a proporção de 2/3 de banda a subir e 1/3 de banda a descer, o valor do coeficiente de Pearson é igual para ambos os casos, ou seja $-0,24$.

No que diz respeito aos valores de energia secundária mobilizada para o período em estudo, já é possível retirar conclusões uma vez que os valores da energia já decorrem da operação do sistema produtor e da carga no mesmo período temporal da produção eólica. Assim, a Figura 5.4 apresenta a evolução temporal da produção eólica e da energia mobilizada de reserva secundária a subir e a descer para os dias 4, 5 e 6 de fevereiro de 2016.

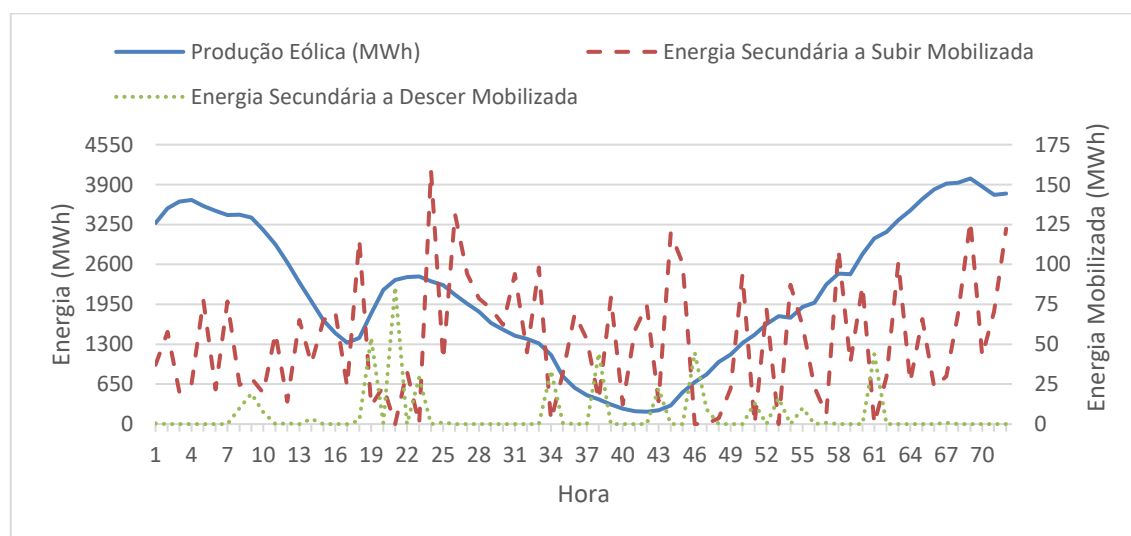


Figura 5.4 - Produção eólica e energia de reserva secundária mobilizada a subir e a descer nos dias 4, 5 e 6 de fevereiro de 2016.

Pela análise da Figura 5.4 é possível retirar duas conclusões principais em relação aos valores da energia secundária mobilizada. Em primeiro lugar, a energia secundária mobilizada a descer é, na grande maioria das horas, nula, ao contrário da energia secundária mobilizada a subir que, para além de ser usada em quase todas as horas dos dias, apresenta um comportamento muito irregular. Este facto leva a concluir que no período em estudo a mobilização de energia de regulação secundária foi feita primordialmente com o intuito de injetar energia na rede e não o oposto, ou seja, que no período em estudo a produção foi, no geral, inferior ao consumo. Em segundo lugar temos que na Figura 5.4 é possível constatar que entre as horas 18 e as 24 a energia secundária a descer é mobilizada em maior quantidade do que no restante período de estudo. A energia secundária a descer, como já referido, pretende

restabelecer o equilíbrio entre a produção e o consumo quando existe um excesso de energia a ser produzida. Assim, o comportamento da curva da energia secundária a descer neste período leva a concluir que poderá ter ocorrido um aumento da produção de energia eólica no sistema, o que, pelo gráfico da produção eólica, parece ter acontecido. Uma possível explicação é o facto de nessas horas a produção de energia eólica ter sido superior ao previsto no dia anterior e ser necessário retirar energia da rede através da reserva secundária a descer. O facto de a energia secundária a subir apresentar, para esse período, um valor inferior às horas circundantes permite também corroborar esta ideia, uma vez que o excesso de produção não leva a que seja necessário injetar energia na rede. O acesso aos dados das previsões de produção de energia eólica realizadas pela REN neste período permitiria verificar se neste período existiu de facto um desvio entre a produção verificada e a que foi prevista no dia anterior.

Considerando agora os valores obtidos no mercado de Serviços de Sistema relativamente à energia terciária mobilizada, a Figura 5.5 apresenta a evolução do total da energia mobilizada em cada dia do mês de fevereiro juntamente com a produção eólica no mesmo período.

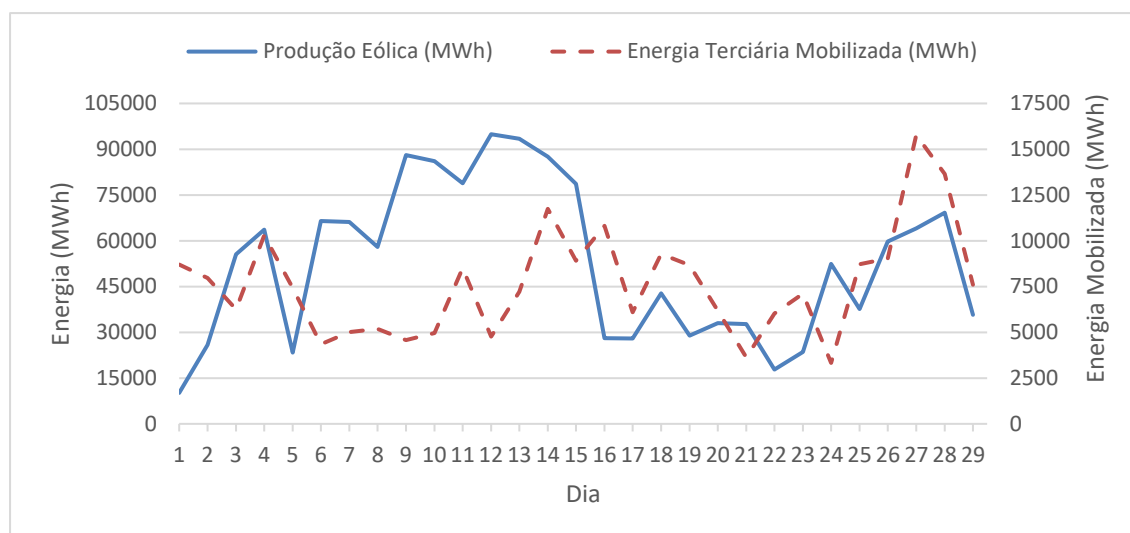


Figura 5.5 - Produção eólica e energia de reserva terciária mobilizada em fevereiro de 2016.

Na Figura 5.5 estão representados os valores da energia de reserva terciária mobilizada em cada um dos dias do mês de fevereiro, correspondendo à soma dos valores de energia mobilizada em cada hora de cada dia. Uma primeira análise permite verificar algumas possíveis relações entre as componentes em estudo, apesar de o coeficiente de Pearson se situar em 0,01.

O aumento de produção de energia eólica nos dias 3 e 4 e a sua brusca diminuição no dia 5 apresenta um comportamento gráfico que se assemelha ao da energia terciária mobilizada nesse período. Nos dias 23, 24 e 25 verificou-se que a energia terciária mobilizada e a produção eólica apresentam um comportamento contrário. Assim, quando a produção eólica aumenta a energia terciária mobilizada diminui e quando a produção eólica diminui a energia terciária mobilizada aumenta, sendo este um bom caso de estudo para a determinação de possíveis relações entre estas variáveis. Desta forma, de seguida irá ser feita uma análise de cada uma das horas dos dias 3, 4, 5 e 6 e ainda dos dias 23, 24, 25, 26 e 27 por serem dias em que a

energia mobilizada foi mais elevada ou que se verificou a relação contrária já referida. Esta análise será feita considerando as energias a subir e a descer da reserva terciária mobilizada.

A Figura 5.6 apresenta então a evolução da produção eólica nos dias 3, 4, 5 e 6 de fevereiro de 2016, juntamente com a energia de reserva terciária mobilizada a subir e a descer no mesmo período.

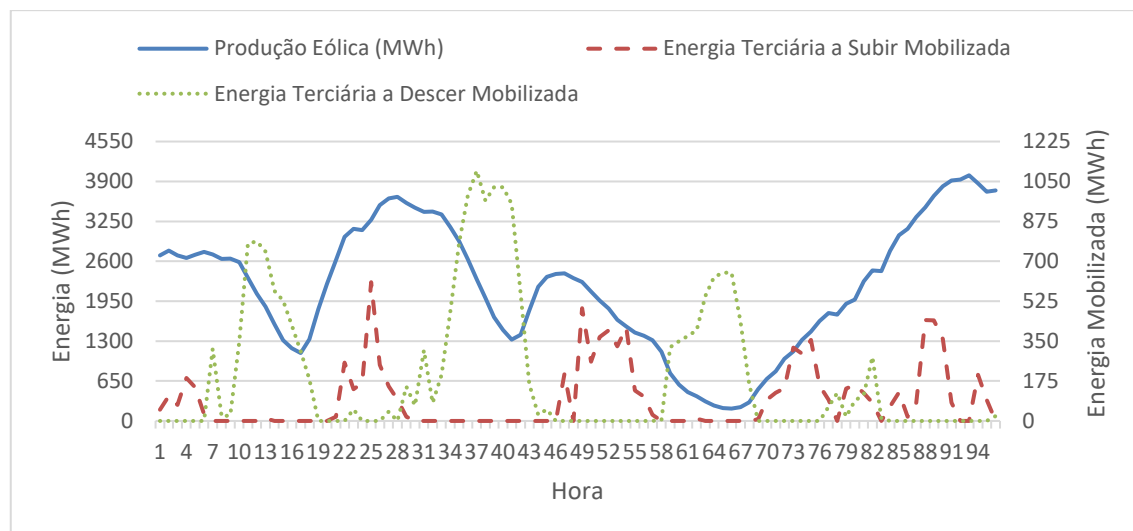


Figura 5.6 - Produção eólica e energia de reserva terciária mobilizada a subir e a descer nos dias 3, 4, 5 e 6 de fevereiro de 2016.

A Figura 5.6 ilustra um caso, aparentemente, contraditório em relação ao comportamento expectável da produção eólica e da energia terciária a descer mobilizada. Como supramencionado, os valores das reservas são apenas necessários se os valores de produção verificados numa determinada hora forem diferentes dos valores previstos ou despachados para esse período no dia anterior. Assim, os valores das reservas só são necessários quando existe alguma diferença no programa preparado para o dia seguinte face ao previsto no dia anterior. No que diz respeito aos valores da energia de reserva terciária a descer mobilizada seria expectável que o seu uso tivesse origem num valor de produção superior ao previsto, o que, pela Figura 5.6, não acontece. É possível assinalar três picos de energia terciária mobilizada a descer nos dias 3, 4, 5 e 6, e todos coincidem com espaços temporais em que a produção eólica sofreu uma quebra, e não o oposto. O facto de tal ter ocorrido desta forma poderá ter outras explicações como por exemplo o facto de a produção eólica nessas horas coincidir com o valor previsto no dia anterior e, portanto, a energia de reserva terciária a descer foi utilizada por outro motivo, por exemplo devido a um valor de consumo inferior ao previsto. Outra explicação para o sucedido pode resultar do facto de a produção eólica diminuir de uma dada hora para a hora seguinte, mas mesmo assim essa diminuição estar associada a valores superiores ao previsto para essa hora. Neste caso, existirá produção eólica em excesso em relação ao previsto e será necessário mobilizar energia a descer.

Para poder apreciar detalhadamente estas situações seria necessário dispor dos valores das previsões, quer para a produção quer para o consumo, dando assim uma imagem completa do programa preparado no dia anterior, e assim comparar com o que realmente sucedeu nos dias em análise. Assim, qualquer desvio da produção ou do consumo face ao previsto iria permitir

analisar de que forma as reservas foram contratadas e utilizadas e determinar possíveis relações.

Os dias 23, 24, 25 de fevereiro apresentam um comportamento contrário ao dos dias 3, 4, 5 e 6 analisados, uma vez que o total de energia terciária mobilizada tem um comportamento oposto aos valores da produção eólica nesses dias, como ilustrado na Figura 5.5. Por outro lado, os dias 26 e 27 apresentam um aumento da energia terciária mobilizada até ao seu valor máximo do mês de fevereiro. A Figura 5.7 ilustra o comportamento da produção eólica e da energia terciária mobilizada a subir e a descer para cada um desses dias.

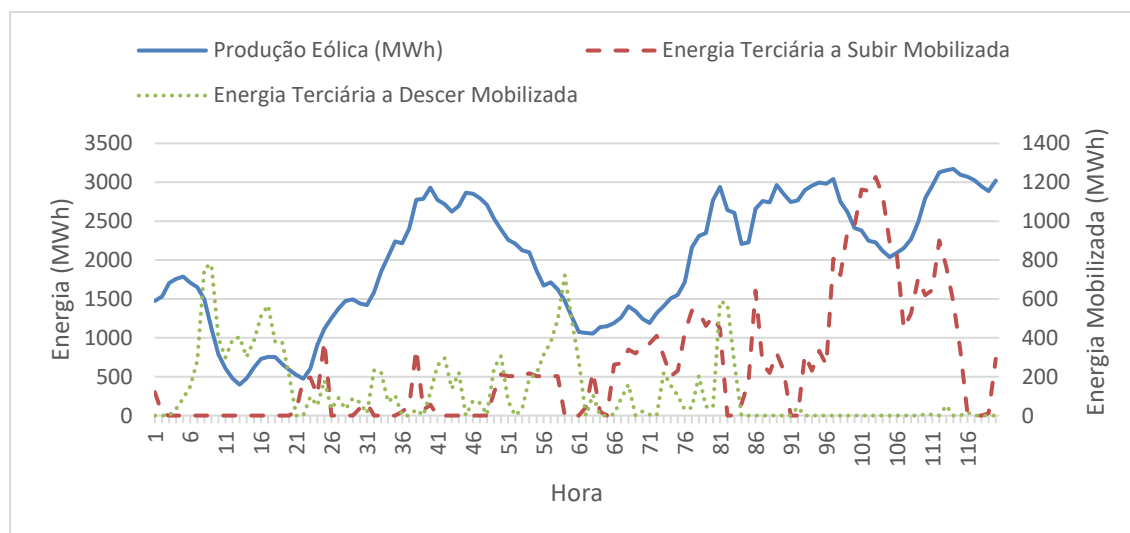


Figura 5.7 - Produção eólica e energia de reserva terciária mobilizada a subir e a descer nos dias 23, 24, 25, 26 e 27 de fevereiro de 2016.

À semelhança do que aconteceu nos dias 3, 4, 5 e 6, no dia 23 de fevereiro também se verificou que a diminuição da produção eólica coincide com o aumento da energia terciária mobilizada a descer, sendo um comportamento contraditório ao que seria de esperar. As possíveis justificações para este feito foram detalhadas no estudo desses dias.

Por outro lado, nos dias 24 e 25, correspondentes ao período compreendido entre as horas 24 e 72 na Figura 5.7, o aumento e posterior diminuição da produção eólica não resultou em alterações bruscas na mobilização de energia terciária quer a subir quer a descer. Uma possível justificação para este facto pode prende-se com a qualidade elevada das previsões de produção eólica e do consumo feitas pela REN.

A análise da Figura 5.7 permite ainda constatar que existe uma relação inversa entre a energia terciária mobilizada a subir e a produção eólica no dia 26 de fevereiro, mais especificamente a partir da hora 96. Este comportamento, ao contrário do que se verificou nos dias 3, 4, 5 e 6 e ainda no dia 23, já corresponde ao tipo de relação que seria de esperar neste estudo. A diminuição da produção eólica coincide com o aumento da energia de reserva terciária a subir, que pretende injetar energia na rede e colmatar a brusca queda da produção, e que poderá estar relacionado com desvios na previsão feita pelo Operador de Sistema. Como foi referido anteriormente, se a produção eólica nessas horas tiver sido inferior ao previsto no dia anterior terá sido necessário recorrer a reservas a subir para colmatar esta diferença.

5.2.2 Análise dos dias 6, 7, 8, 9 e 10 de maio

A escolha dos dias 6, 7, 8, 9 e 10 de maio, como explicado no início deste Capítulo, deveu-se ao facto de nestes dias, especialmente no dia 7, a produção eólica ter atingido valores máximos anuais no que diz respeito aos valores horários. As Figuras 5.8 e 5.9 permitem verificar que, de um modo geral, a relação entre a produção eólica e a banda secundária contratada total e a relação entre a produção eólica e a energia secundária mobilizada total, respetivamente, para todos os dias do mês de maio.

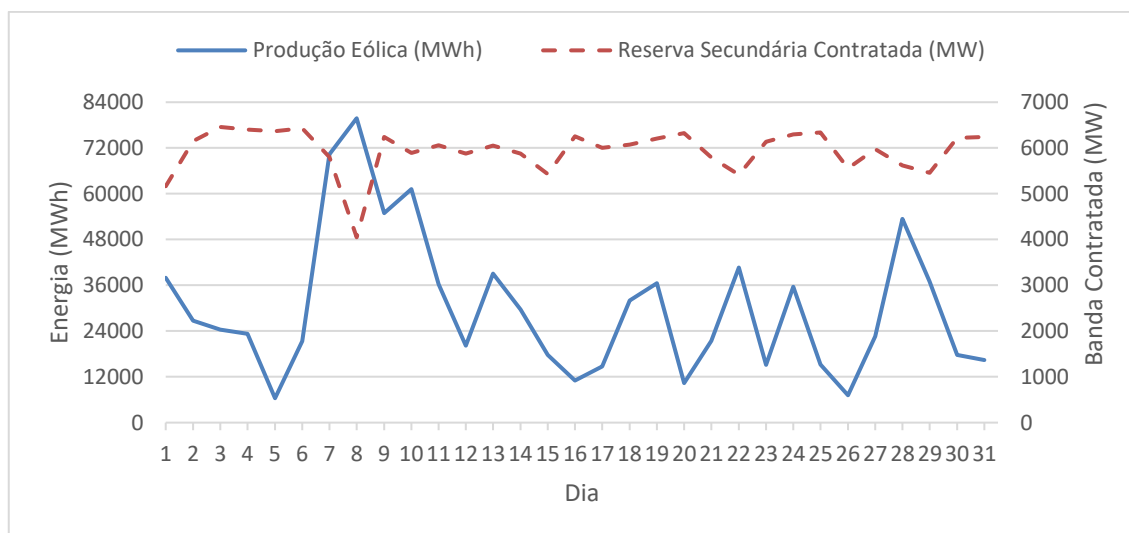


Figura 5.8 - Produção eólica e banda de reserva secundária contratada em maio de 2016.

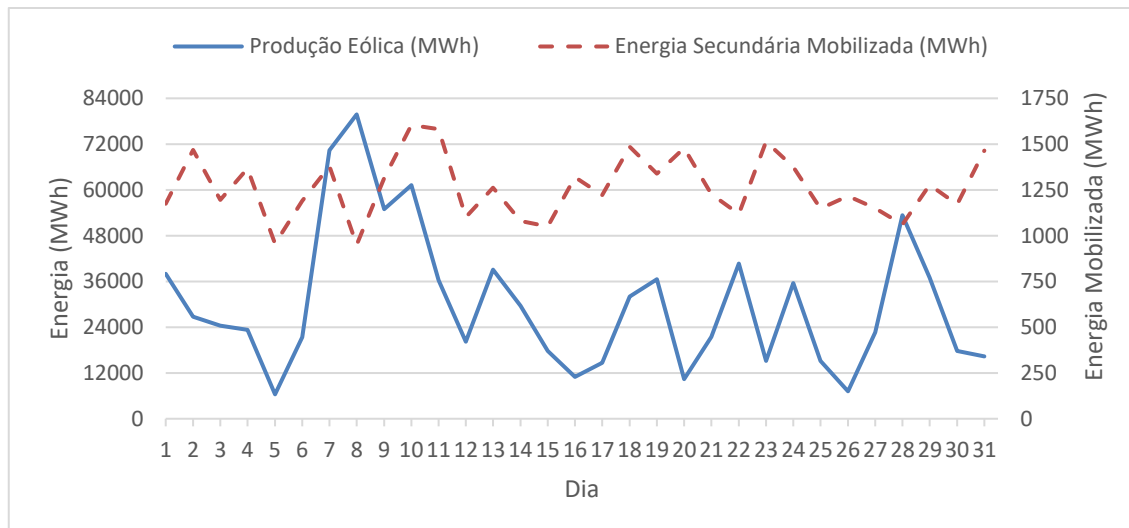


Figura 5.9 - Produção eólica e energia de reserva secundária mobilizada em maio de 2016.

Tanto a Figura 5.8 como a Figura 5.9 permitem constatar que no dia 7 de maio, dia com maior produção eólica do mês, existe uma relação inversa entre a produção eólica e a banda secundária contratada e também com a energia secundária mobilizada. A mesma relação é também visível no dia 23.

No que diz respeito ao coeficiente de Pearson, e considerando o total de banda secundária contratada em cada dia, temos uma correlação de -0,54 entre esta variável e os valores de produção eólica. Este valor revela que poderá existir uma relação inversa entre estas variáveis,

isto é, quando a produção de energia eólica aumenta, ou neste caso quando a sua previsão indica que irá haver um aumento de produção eólica num determinado período, a banda de reserva secundária contratada tende a diminuir. Apesar de estes valores conterem o total de banda de reserva contratada, tanto a subir como a descer, esta contratação é feita numa proporção de 2/3 de banda a subir para 1/3 de banda a descer, permitindo assim justificar este valor de correlação. Assumindo que a previsão da produção eólica é de elevada qualidade, pode justificar-se que os valores elevados da produção eólica previstos possam originar reduções da banda secundária contratada, uma vez que o risco de existirem diferenças significativas entre as previsões e o verificado é mais baixo.

Por outro lado, o coeficiente de Pearson para a relação entre a produção eólica e a energia secundária mobilizada já apresenta um valor mais baixo, cerca de 0,03. Dado que este valor de energia secundária mobilizada engloba o total das bandas a subir e a descer e não existe nenhuma proporção entre estes para esta situação, é compreensível que este valor não apresente nenhuma relação evidente entre as variáveis.

Relativamente aos dias 6, 7, 8, 9 e 10 de maio, a Figura 5.10 permite verificar o comportamento da banda secundária contratada a subir e a descer neste período assim como os valores da produção eólica.

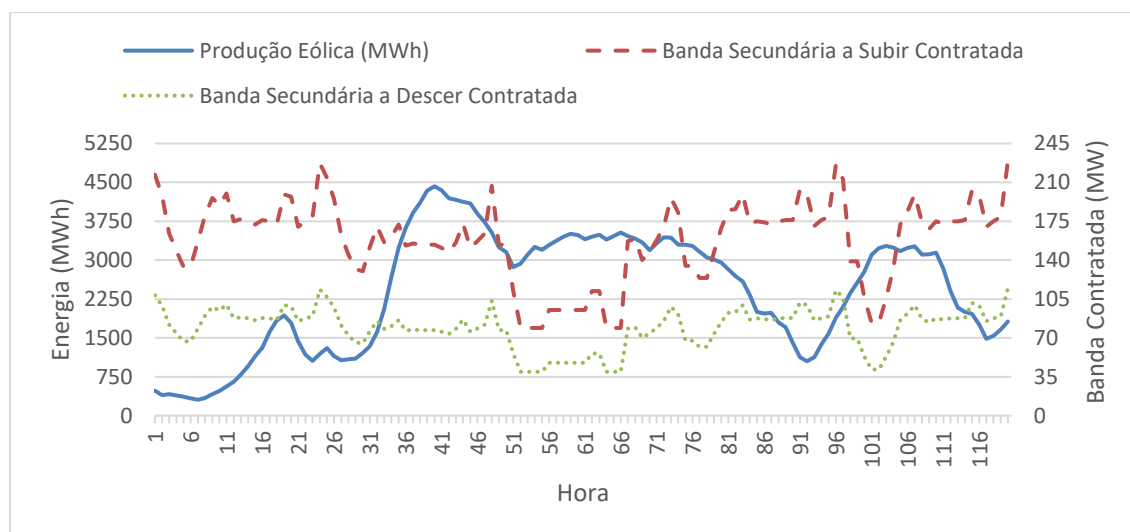


Figura 5.10 - Produção eólica e banda de reserva secundária contratada a subir e a descer nos dias 6, 7, 8, 9 e 10 de maio de 2016.

A Figura 5.10 permite, mais uma vez, verificar a existência da proporção de 2/3 de banda a subir para 1/3 de banda a descer da reserva secundária para cada período de programação do plano diário de funcionamento. Analisando visualmente a imagem é possível concluir que existem alguns valores máximos e mínimos locais de produção eólica que coincidem com os valores máximos e mínimos de banda secundária contratada. Apesar destas semelhanças, nomeadamente nas primeiras horas do período em estudo, calculando o coeficiente de Pearson para a determinação da correlação entre a banda secundária contratada e a produção eólica chegou-se ao valor de -0,44, que representa uma ligeira relação inversa entre estas variáveis e refuta assim a afirmação anterior.

A escolha dos dias 6, 7, 8, 9 e 10 de maio, como já foi referido, prende-se com o facto de este ter sido o conjunto de dias do ano em que a produção de energia eólica foi mais elevada, sendo uma boa amostra para analisar o uso da reserva secundária nestas circunstâncias. A Figura 5.11 ilustra a evolução horária da produção eólica nestes dias juntamente com a energia secundária mobilizada quer a subir quer a descer.

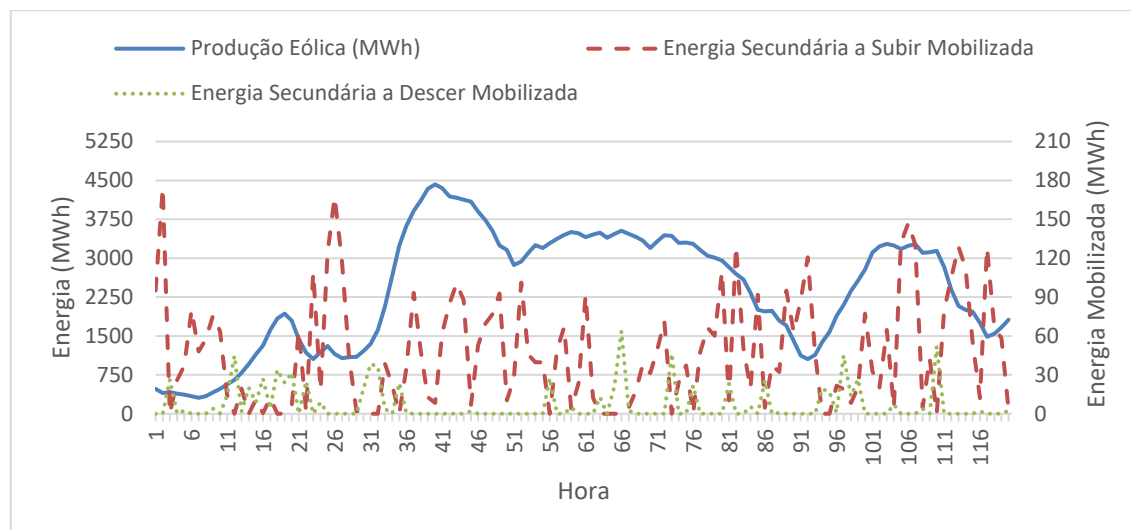


Figura 5.11 - Produção eólica e energia de reserva secundária mobilizada a subir e a descer nos dias 6, 7, 8, 9 e 10 de maio de 2016.

Pela Figura 5.11 é possível verificar que, tal como aconteceu nos dias em estudo no mês de fevereiro, a energia secundária mobilizada a subir apresenta um comportamento inconstante ao longo do período em estudo. No entanto, é possível verificar alguns casos em que se pode considerar uma relação com a produção eólica. Entre o final do dia 6 e início do dia 7, representado entre as horas 20 e 30 da Figura 5.11, a produção eólica sofreu uma queda que coincide com o aumento da energia secundária a subir mobilizada. É possível que as previsões de produção eólica realizadas não se tenham verificado neste período horário e esta quebra na produção tenha sido colmatada pelo uso da energia secundária a subir. Entre as horas 86 e 96, ou seja, no dia 9 de maio, é possível também verificar uma situação semelhante, em que a existe um aumento da energia secundária a subir mobilizada que coincide com uma quebra da produção eólica.

Relativamente à energia secundária a descer mobilizada no período em estudo, é possível constatar que entre as horas 11 e 21, ou seja no dia 6 de maio, existe um uso mais regular desta energia de regulação que coincide com um aumento da produção eólica. Mais uma vez é possível que a produção eólica seja superior ao previsto e seja necessário retirar energia da rede.

A Figura 5.12 apresenta a evolução temporal da energia terciária total mobilizada e a produção eólica em todos os dias do mês de maio.

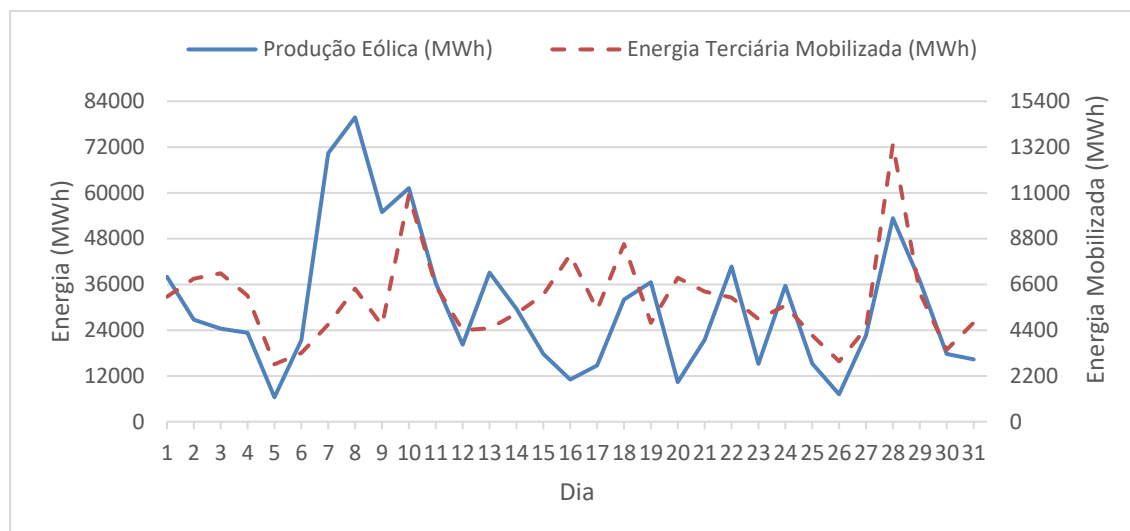


Figura 5.12 - Produção eólica e banda de reserva terciária mobilizada em fevereiro de 2016.

No que diz respeito à energia terciária mobilizada, e através do auxílio da Figura 5.12, é possível verificar que existem algumas semelhanças entre a variação da produção eólica e a utilização de energia de reserva terciária. Analisando os dias em estudo, constata-se que o comportamento da curva da produção eólica nos dias 6, 7, 8, 9 e 10 assemelha-se ao comportamento da curva da energia terciária mobilizada. Outro exemplo evidente ocorre nos dias 27, 28, 29 e 30 de maio. O cálculo do coeficiente de Pearson para todos os dias do mês de maio permite também suportar esta interpretação, uma vez que apresenta uma correlação de 0,39.

A Figura 5.13 apresenta a comparação entre a energia terciária mobilizada a subir e a descer com a produção eólica nos dias 6, 7, 8, 9 e 10 de maio.

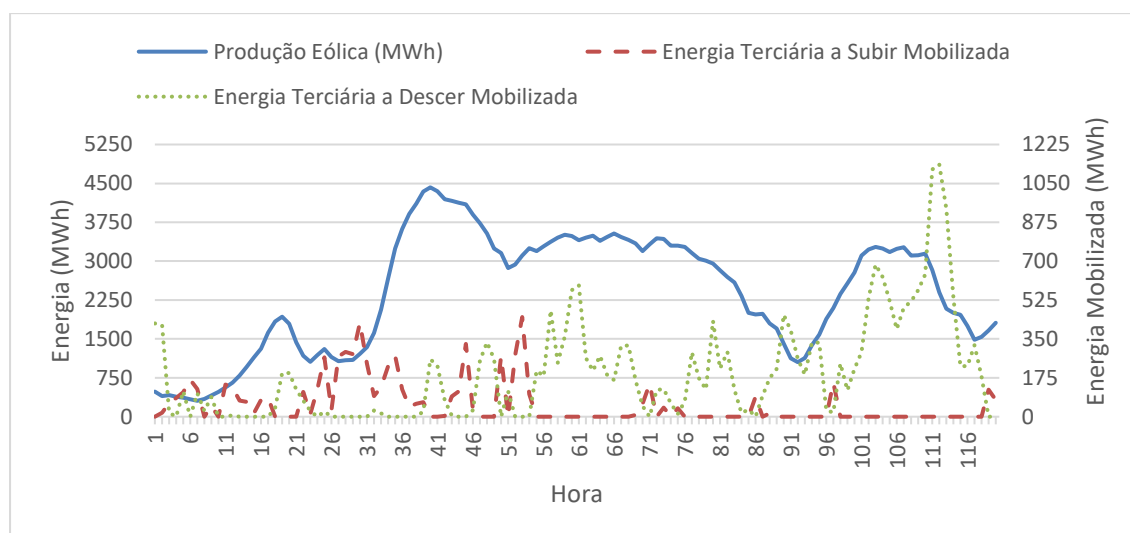


Figura 5.13 - Produção eólica e energia de reserva terciária mobilizada a subir e a descer nos dias 6, 7, 8, 9 e 10 de maio de 2016.

Como já mencionado, a escolha destes dias recai no facto de serem dias em que a produção eólica foi muito superior aos restantes dias do ano, e, assim, podem ocorrer situações em que as previsões efetuadas pelo Operador de Sistema sofram desvios em relação à realidade.

Hipoteticamente, se nos dias 6, 7, 8, 9 e 10 de maio a produção eólica fosse superior às previsões efetuadas então seria de esperar que a energia terciária mobilizada a descer fosse elevada e, pela a análise da Figura 5.13 verificamos que tal acontece. A energia terciária mobilizada a descer nos dias em estudo foi de 23176 MWh, mais de 3 vezes superior à energia terciária mobilizada a subir que foi de 6693 MWh. Estes valores permitem então suportar a ideia de que o facto de a energia terciária mobilizada a descer ser elevada poderá estar relacionado com o facto de a produção eólica nestes dias ter sido superior aos valores previstos.

Relativamente à energia terciária a subir mobilizada é possível também verificar que, entre as 24 e 30 horas do período em estudo, ou seja, no início do dia 7 de maio, o valor de energia mobilizada foi superior aos restantes dias, coincidindo também com uma quebra na produção eólica. É também de realçar o facto de que aproximadamente a partir da hora 56 até ao final do período em estudo o uso de energia terciária a subir foi praticamente inexistente face ao que se tinha verificado nas horas anteriores, reforçando a ideia de que a partir desse instante é possível que a produção eólica registada tivesse sido superior às previsões.

Os dias 6, 7, 8, 9 e 10 de maio, para além de serem os dias com maior valor de produção eólica no ano, permitem também concluir que a imprevisibilidade do vento poderá ter impacto na utilização das reservas de energia terciária tanto a subir como a descer. Neste período de estudo foi possível detetar a utilização de energia terciária a subir quando a produção eólica sofreu uma queda e também a utilização de energia terciária a descer quando o seu valor atingiu valores elevados. Naturalmente que para se poder fazer uma análise conclusiva o ideal seria fazer este estudo considerando os valores utilizados pelo Operador de Sistema nas previsões da produção eólica e do consumo.

5.2.3 Análise do mês de setembro

A análise do mês de setembro deve-se ao facto de ser o mês em que a produção eólica foi mais baixa em todo o ano de 2016, registando-se uma produção de 642,489 GWh, como indicado na Tabela 4.2 do Capítulo anterior. A Figura 5.14 apresenta a produção eólica em cada dia do mês de setembro assim como os valores da banda de reserva secundária contratada nesse período. Como já referido, os valores da banda apresentados correspondem à soma da banda contratada a subir e a descer em cada período de contratação, ou seja, para cada dia o valor apresentado da banda secundária contratada diz respeito à soma da banda secundária a subir e a descer em cada hora.

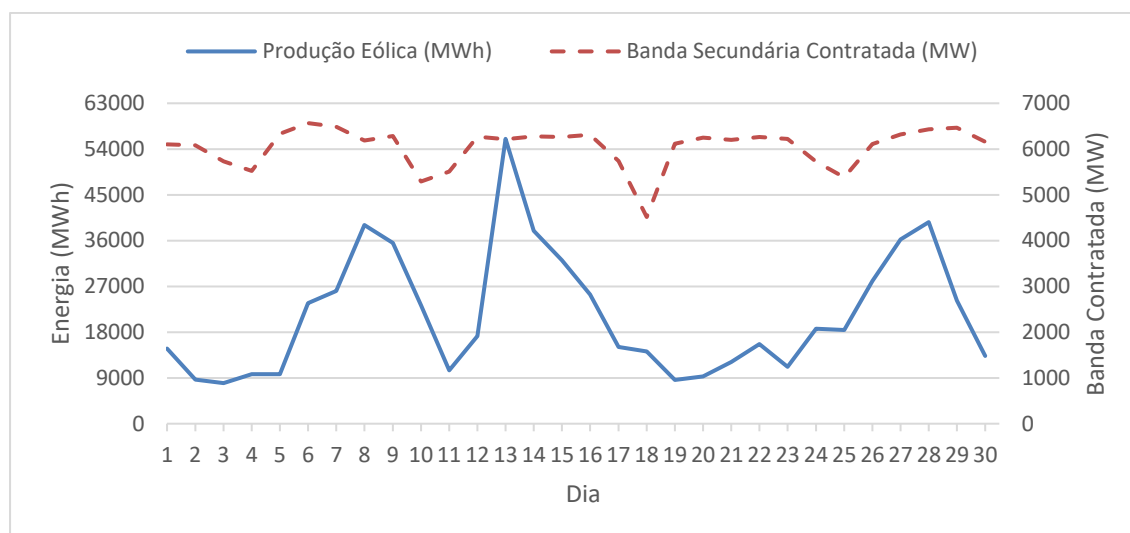


Figura 5.14 - Produção eólica e banda de reserva secundária contratada no mês de setembro de 2016.

Em primeiro lugar, a análise da Figura 5.14 sugere que neste mês o valor da banda secundária contratada segue um ciclo semanal com valores mais reduzidos aos sábados e domingos. Este comportamento não era tão visível nos gráficos das Figura 5.1 e 5.8 referentes aos meses de fevereiro e maio.

Por outro lado, é possível verificar algumas relações no comportamento das curvas da produção eólica e da banda secundária contratada nomeadamente nos primeiros dias do mês. Até ao dia 12 de setembro as curvas apresentam um comportamento idêntico, verificando-se que a curva da banda secundária contratada segue a mesma tendência que a curva da produção eólica. O coeficiente de Pearson calculado para estas variáveis apresenta o valor de 0,33, indicando assim que existe uma moderada relação entre a produção eólica e a banda secundária contratada.

A Figura 5.15 ilustra a evolução da produção eólica no mês de setembro e os valores de energia de regulação secundária verificados nesse período.

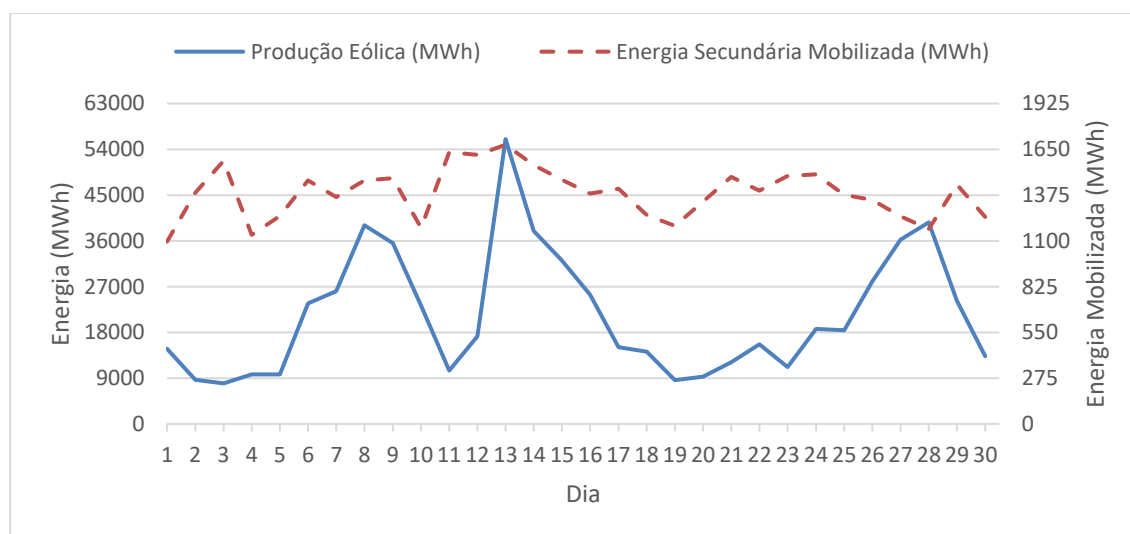


Figura 5.15 - Produção eólica e energia de reserva secundária mobilizada em setembro de 2016.

Pela Figura 5.15 consegue-se mais uma vez detetar similaridades entre o comportamento das curvas das variáveis analisadas. À semelhança do que se sucedeu na Figura 5.14, em que ambas as curvas apresentaram comportamentos idênticos nos primeiros dias do mês, no que diz respeito à energia secundária mobilizada é também possível verificar esse comportamento nos primeiros dias do mês, nomeadamente do dia 4 ao dia 12. O comportamento de ambas as curvas da Figura 5.15 evidencia a existência de uma ligeira relação entre as variáveis, que se confirma através do coeficiente de Pearson de 0,24.

De seguida é então apresentada uma análise da relação entre a produção eólica e a reserva secundária com mais pormenor para os dias 7, 8, 9, 10, 11 e 12 por apresentarem as semelhanças comportamentais já mencionadas dos gráficos das variáveis em estudo.

A Figura 5.16 apresenta então os valores da produção eólica e da banda de reserva secundária contratada a subir e a descer em cada hora dos dias 7, 8, 9, 10, 11 e 12 de setembro de 2016.

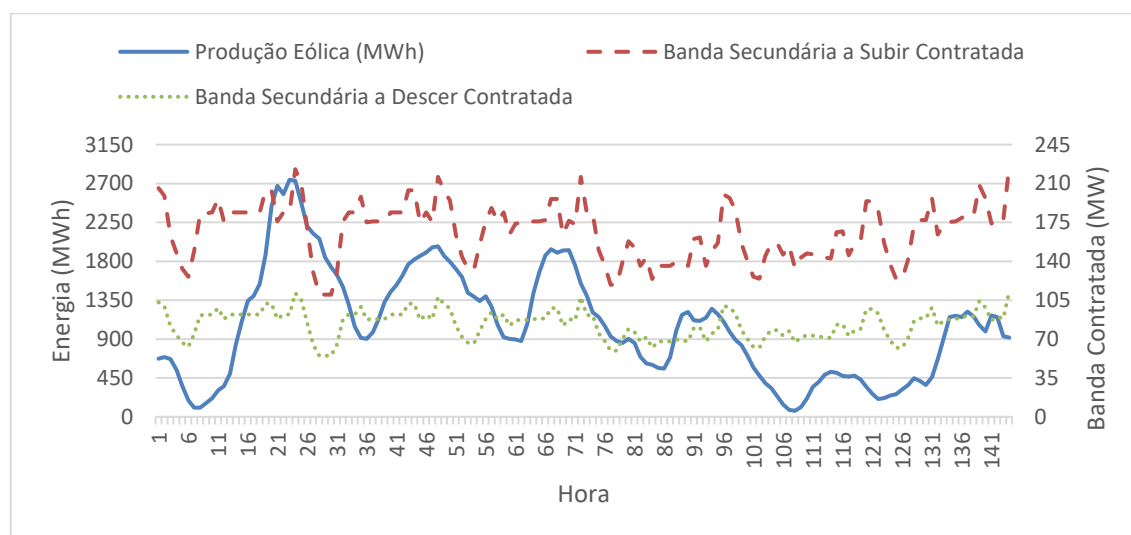


Figura 5.16 - Produção eólica e banda de reserva secundária contratada a subir e a descer nos dias 7, 8, 9, 10, 11 e 12 de setembro de 2016.

Relativamente aos valores de banda secundária contratada para o período em estudo, a Figura 5.16 não permite retirar conclusões evidentes no que diz respeito à existência de relações entre a produção eólica e a banda secundária contratada. No entanto, é ainda de notar que sempre que se verifica um decréscimo acentuado na produção eólica este é acompanhado por um decréscimo na banda secundária contratada. Como referido anteriormente, uma possível explicação para este comportamento pode estar no facto de as previsões da produção eólica pelo Operador de Sistema serem extremamente fiáveis e a contratação da banda secundária feita no dia anterior já ter em conta estes valores. Assim, supondo que o Operador de Sistema sabe que numa determinada hora irá haver um decréscimo na produção eólica pode automaticamente ajustar o programa para o dia seguinte e não necessitar de contratar tanta banda secundária. O cálculo do coeficiente de Pearson permite concluir que existe uma correlação moderada de 0,32 entre a produção eólica e a banda secundária contratada no período em estudo, suportando a ideia de que poderá existir uma relação entre estes e que poderá ser resultado da explicação mencionada.

A Figura 5.17 apresenta a evolução temporal da produção eólica e da energia secundária mobilizada a subir e a descer para os dias 7, 8, 9, 10, 11 e 12 de setembro.

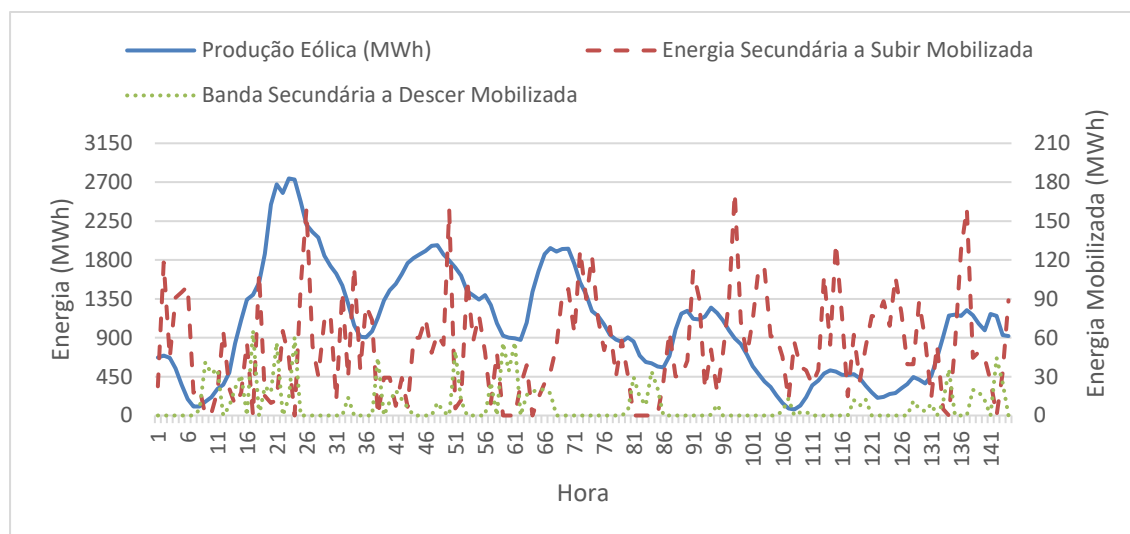


Figura 5.17 - Produção eólica e energia de reserva secundária mobilizada a subir e a descer nos dias 7, 8, 9, 10, 11 e 12 de setembro de 2016.

A Figura 5.17 apresenta algumas particularidades que permitem retirar conclusões relativamente à relação entre a produção eólica e a energia secundária mobilizada a subir e a descer. Primeiramente temos que a energia mobilizada a descer apenas surge esporadicamente ao longo dos dias em estudo sendo que entre a hora 6 e 26 o seu uso é mais evidente do que nas restantes horas. Nestas horas, correspondentes ao dia 7 de setembro, verifica-se que a produção eólica tem um aumento significativo, o mais ingreme de todo o período em estudo. Esta subida na produção eólica poderá ter sido superior ao previsto pelo Operador de Sistema fazendo com que fosse necessário retirar energia da rede através do uso de energia secundária a descer. É possível também verificar que existe energia secundária mobilizada a descer em algumas horas específicas, que coincidem com os mínimos locais de produção eólica. Como referido anteriormente, esta situação pode dever-se ao facto de as previsões feitas pelo Operador de Sistema apontarem no sentido de uma diminuição da produção eólica para valores inferiores aos verificados. Desta forma caso a produção eólica seja superior ao previsto, e apesar de serem os valores mais baixos das horas vizinhas, é necessário retirar energia da rede.

Relativamente à energia secundária mobilizada a subir, é possível verificar que o seu aparecimento surge quase sempre em paralelo com o decréscimo de produção eólica. Este comportamento permite suportar a ideia de que o uso de energia secundária a subir poderá estar relacionado com variações da produção eólica. Apesar da elevada qualidade das previsões realizadas pelo Operador de Sistema, os valores previstos nunca são exatamente iguais aos verificados, e como tal, a mínima variação da produção eólica poderá dar origem ao uso de energia de reserva secundária. No caso em estudo, temos que praticamente todos os decréscimos de produção eólica ocorrem simultaneamente com a mobilização de energia secundária a subir, que, como dito, poderá ser explicado pelo facto de este decréscimo na produção ter sido superior ao previsto e ser necessário injetar energia na rede para restaurar o equilíbrio da mesma.

Considerando os valores da energia terciária mobilizada no mês de setembro, a Figura 5.18 apresenta a sua evolução ao longo de todo o mês juntamente com a produção eólica no mesmo período.

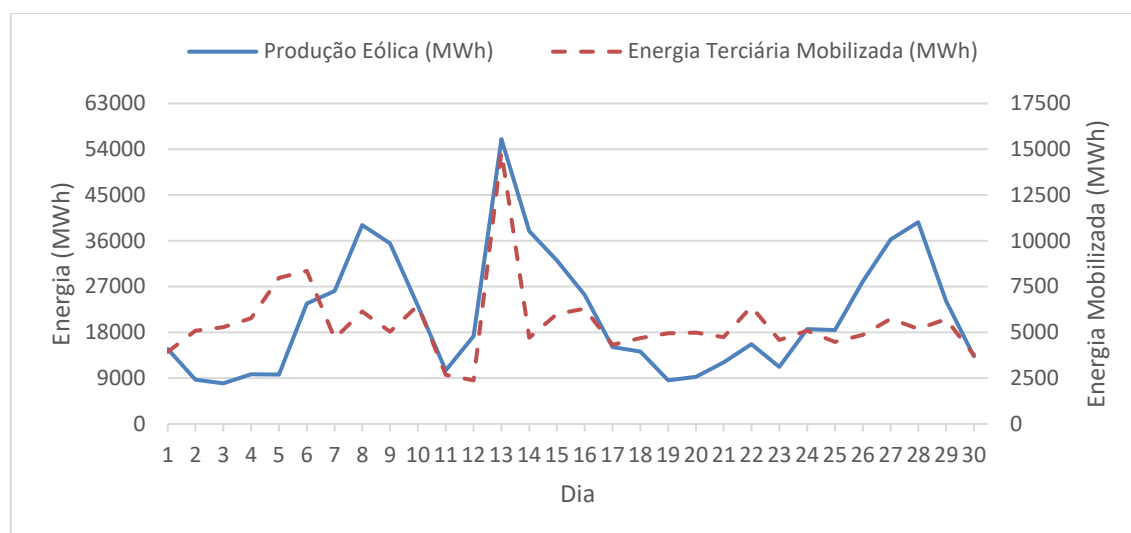


Figura 5.18 - Produção eólica e energia de reserva terciária mobilizada em setembro de 2016.

Os dados da energia terciária mobilizada apresentados na Figura 5.18 dizem então respeito à soma dos valores de energia mobilizada em cada hora de cada dia e nos dois sentidos, a subir e a descer. É possível desde já verificar de forma evidente, que o pico de produção eólica no mês de setembro coincide com o pico de mobilização de energia terciária nesse mesmo período. O cálculo do coeficiente de Pearson permite suportar a ideia de que poderá existir uma relação entre estas variáveis uma vez que apresenta o valor de 0,54, e analisando a figura é também possível constatar que o comportamento da curva da energia terciária mobilizada é semelhante ao da curva da produção eólica. Considerando a Figura 5.18, de seguida será feita uma análise mais detalhada dos dias 12, 13 e 14 de setembro por serem os dias que evidenciam uma maior relação entre as variáveis em estudo.

A Figura 5.19 apresenta então a evolução da produção eólica nos dias 12, 13 e 14 de setembro assim como os valores de energia terciária mobilizada a subir e a descer no mesmo período.

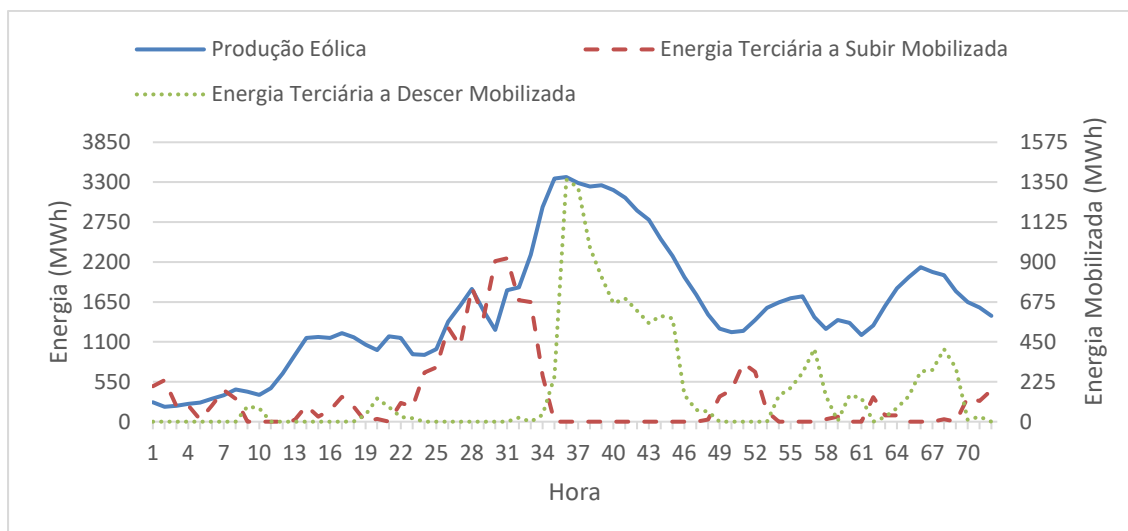


Figura 5.19 - Produção eólica e energia de reserva terciária mobilizada a subir e a descer nos dias 12, 13 e 14 de setembro de 2016.

A Figura 5.19 ilustra um caso que poderá permitir retirar conclusões relativamente ao uso da energia terciária a subir e a descer como consequência da produção eólica. É possível verificar que, a partir da hora 22 até à hora 34 existe uma mobilização de energia terciária a subir significativa, e que poderá estar relacionada com o facto de a produção eólica ter sido inferior ao previsto neste período. Para suportar este facto é possível também verificar que nesse mesmo período a energia terciária a descer mobilizada foi sempre nula, indicando que não existiria um excesso de produção na rede. Sendo o mês de setembro o que apresentou a menor produção eólica em todo o ano de 2016, existe a possibilidade de que a produção eólica tenha sido inferior ao previsto em vários períodos do mês.

Em contraste, nas horas seguintes verifica-se que a energia terciária mobilizada a subir deixou de ser usada por completo e surge o uso de energia terciária a descer a uma grande escala. O uso de energia terciária a descer surge então da hora 35 até à hora 49 e, dado também o facto de a energia terciária a subir ser sempre inexistente em todo este período, permite concluir que o seu uso poderá ter sido resultado de um excesso de produção eólica.

Analisando de um modo geral a Figura 5.19 é então possível constatar que no espaço de 24 horas, relativas ao dia 13 de setembro, se verificaram duas situações contrárias e que ambas permitem suportar a ideia de que a produção eólica neste período poderá ter tido influencia no uso de energia terciária quer a subir quer a descer. Para retirar conclusões definitivas seria necessário recorrer aos dados do Operador de Sistema relativamente às previsões da produção eólica efetuadas no dia anterior e verificar se de facto a diferença entre o previsto e o verificado terá sido colmatado com a mobilização de energia terciária.

5.3 Relação entre a produção fotovoltaica e as reservas secundária e terciária

5.3.1 Análise do mês de janeiro

O mês de janeiro de 2016 foi o mês em que registou a menor produção de energia fotovoltaica durante todo o ano com 33,403 GWh. É no entanto de prever que, dada a escala de produção fotovoltaica comparativamente à produção eólica, seja mais difícil verificar possíveis relações entre as variáveis em estudo..

A Figura 5.20 apresenta a produção fotovoltaica em cada dia do mês de janeiro de 2016 e os valores da banda de reserva secundária contratada no mesmo período.

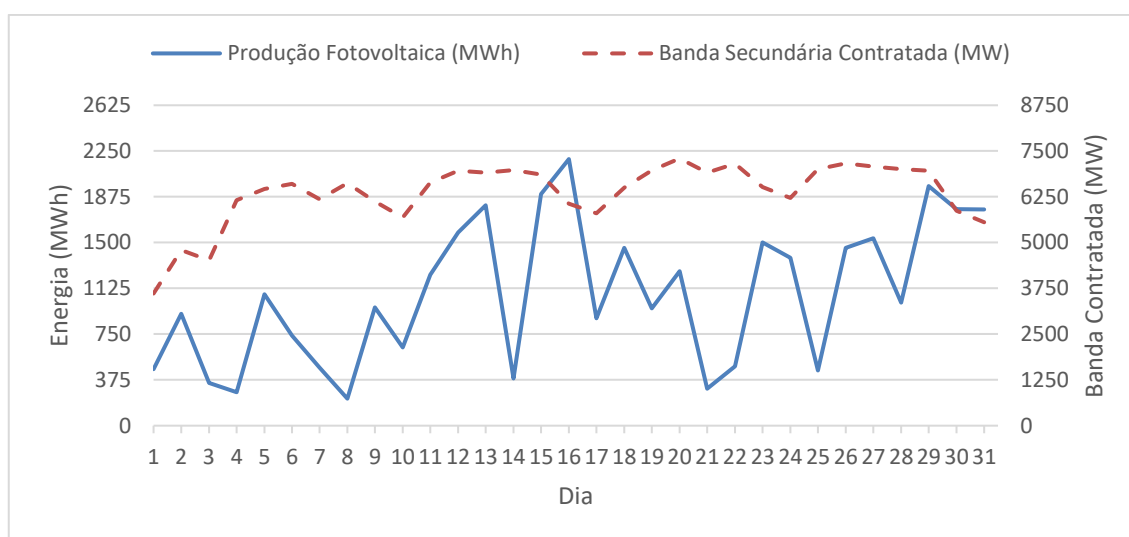


Figura 5.20 - Produção fotovoltaica e banda de reserva secundária contratada no mês de janeiro de 2016.

Tal como na análise dos valores relativos à produção eólica, nesta análise os valores da banda secundária contratada dizem respeito à soma dos valores contratados para cada um dos períodos de programação de cada dia. Pela análise da Figura 5.20, é possível verificar algumas possíveis relações, nomeadamente nos primeiros dias do mês, em que a curva que representa a banda secundária contratada segue a mesma orientação que a curva que representa a produção fotovoltaica. Até ao dia 13 de janeiro o aumento ou diminuição da produção fotovoltaica foi acompanhado pelo aumento ou diminuição da banda secundária contratada, sendo que nos restantes dias tal observação já não é tão evidente. O coeficiente de Pearson que relaciona estas duas variáveis apresenta o valor de 0,22, reforçando a ideia de que existe apenas uma ligeira correlação entre estas. É de lembrar ainda que os valores apresentados para a banda secundária contratada dizem respeito tanto à banda a subir como à banda a descer, podendo dificultar a interpretação dos resultados.

No que diz respeito à energia secundária mobilizada, a Figura 5.21 ilustra a sua evolução e comportamento ao longo do mês juntamente com os valores da produção fotovoltaica no período em estudo.

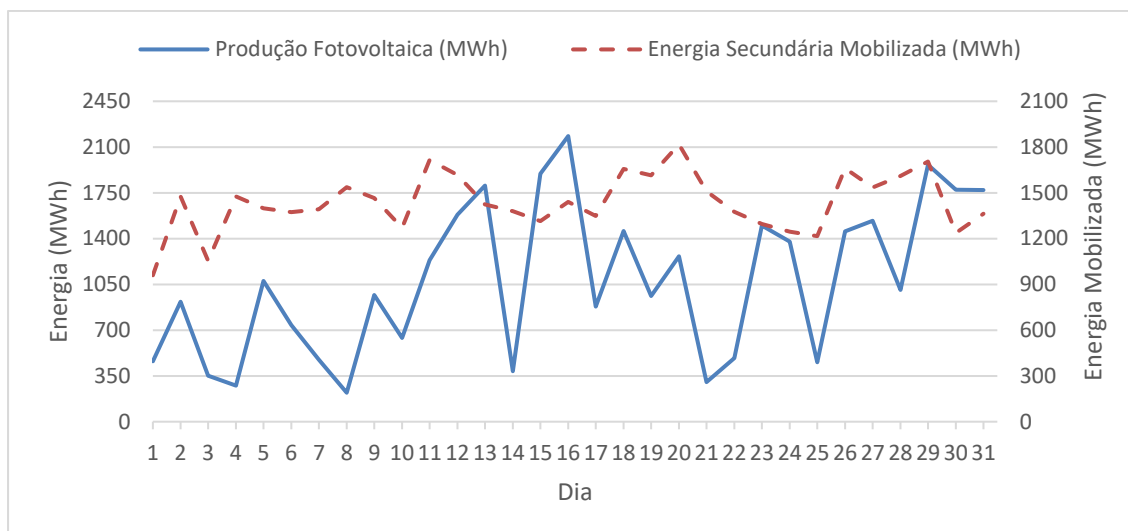


Figura 5.21 - Produção fotovoltaica e energia de reserva secundária mobilizada em janeiro de 2016.

Analisando a Figura 5.21 constata-se que, à semelhança do que acontece com o comportamento da curva da banda secundária contratada representada na Figura 5.20, também existe uma relação idêntica entre o comportamento da curva da produção fotovoltaica e a energia secundária mobilizada nos primeiros dias do mês de janeiro. Esta semelhança entre os dois gráficos é também acompanhada pela proximidade dos valores do coeficiente de Pearson, que para o caso da comparação entre a produção fotovoltaica e a energia secundária total mobilizada apresenta o valor de 0,28.

É também de realçar que, tanto a curva da banda secundária contratada como a curva da energia secundária mobilizada não apresentam variações evidentes no seu comportamento no dia 14 de janeiro. Pelos gráficos é possível verificar que existe uma quebra abrupta da produção fotovoltaica no dia 14 de janeiro, que não resultou em qualquer alteração evidente no uso de energia secundária. Desta forma, de seguida é feita uma análise dos dias 1, 2, 3, 4 e 5 de janeiro com o intuito de verificar a existência de relações entre a variação da produção fotovoltaica e a banda secundária contratada a subir e a descer, e ainda a energia secundária mobilizada a subir e a descer.

A Figura 5.22 apresenta os valores da produção fotovoltaica e da banda de reserva secundária contratada a subir e a descer em todas as horas dos dias 1, 2, 3, 4 e 5 de janeiro.

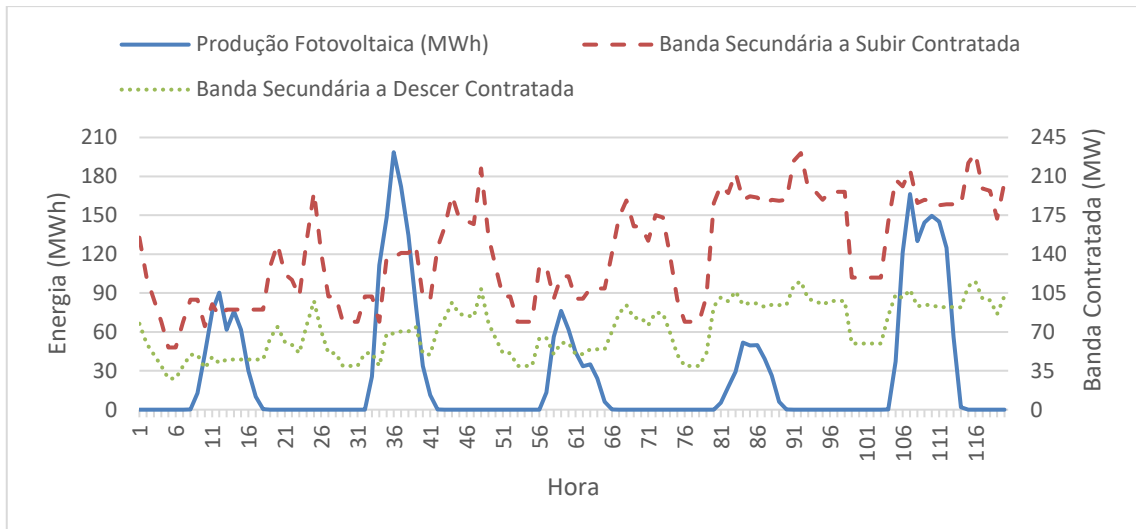


Figura 5.22 - Produção fotovoltaica e banda de reserva secundária contratada a subir e a descer nos dias 1, 2, 3, 4 e 5 de janeiro de 2016.

O facto de os dias escolhidos para análise coincidirem com dias em que o consumo é, teoricamente, inferior aos restantes dias poderá permitir identificar alterações no uso de energia secundária que não sejam causados por alterações no consumo, mas sim por alterações na produção, neste caso de energia fotovoltaica.

Através da Figura 5.22 é possível verificar que a produção fotovoltaica é, naturalmente, dependente das horas do dia, e também que a sua produção não é constante ao longo dos dias em estudo. A produção máxima registada no dia 2 de janeiro, representada na hora 36 com cerca de 200 MWh, foi mais do dobro da produção registada no dia seguinte à mesma hora. É possível também verificar que a existência de produção fotovoltaica em determinadas horas dos dias em estudo coincide com o aumento da banda secundária contratada nesse mesmo período, com a exceção do dia 1 de janeiro. Uma explicação para não se verificar esta situação no dia 1 de janeiro pode estar no facto de se tratar de um feriado e a contratação de banda secundária não depender unicamente da produção eólica e fotovoltaica, mas também do consumo, que é significativamente inferior no primeiro dia do ano. A banda secundária contratada nos dias 4 e 5 apresenta um volume superior aos restantes dias, que também pode ser explicado pelo facto de o dia 1 de janeiro ser feriado e os dias 2 e 3 serem, respetivamente, sábado e domingo, em que o consumo de energia é inferior.

A Figura 5.23 apresenta então a evolução horária da produção fotovoltaica nos dias em estudo e também a energia secundária mobilizada em ambos os sentidos de contratação, a subir e a descer.

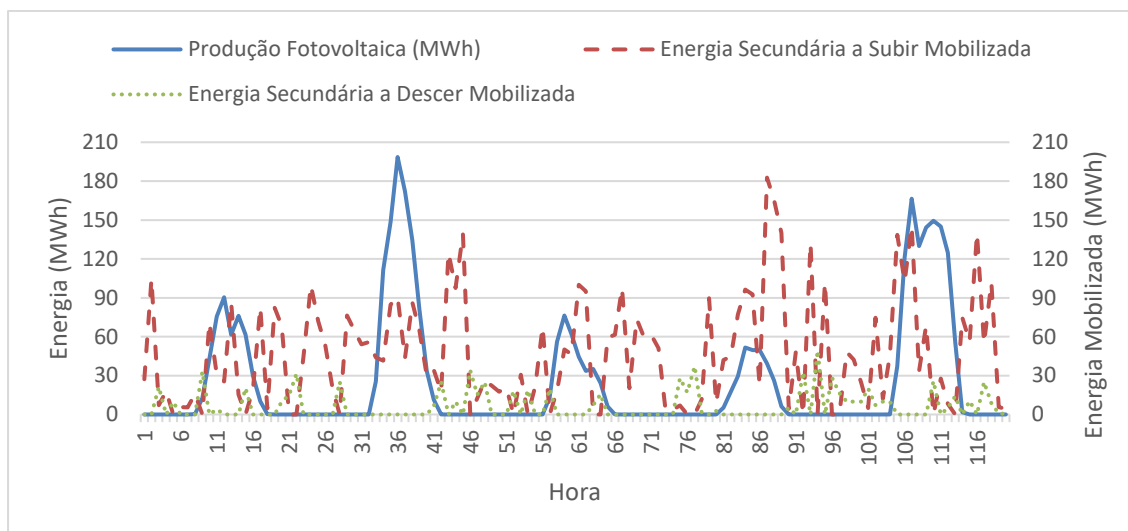


Figura 5.23 - Produção fotovoltaica e reserva secundária mobilizada a subir e a descer nos dias 1, 2, 3, 4 e 5 de janeiro.

A Figura 5.23 não permite retirar ilações conclusivas sobre uma possível relação entre a produção fotovoltaica e a energia secundária mobilizada uma vez que a energia secundária mobilizada a subir apresenta um comportamento extremamente irregular, ao contrário da produção fotovoltaica que apresenta um comportamento mais regular e cíclico. No entanto, é possível notar em alguns casos que poderão sugerir uma possível correlação entre estes. Entre as 12 e 13 horas do dia 1 de janeiro existe um decréscimo na produção fotovoltaica que coincide com um aumento da energia secundária a subir. Existe a possibilidade de estes acontecimentos não serem independentes uma vez que um decréscimo na produção fotovoltaica nesse período, que normalmente corresponde ao máximo de produção diária desta fonte, poderá estar relacionado com as condições climatéricas, nomeadamente a presença de nuvens. Dado que a essa hora era expectável um aumento da produção fotovoltaica, possivelmente um aumento semelhante até ao verificado no dia seguinte à mesma hora, e não um decréscimo, o aumento da energia secundária mobilizada a subir poderá então ser resultado de uma diferença significativa entre as previsões da produção fotovoltaica e o verificado nesse período. É possível também verificar uma situação idêntica na hora 61, correspondente ao dia 3 de janeiro.

Relativamente à energia secundária a descer mobilizada, em praticamente todas as horas em que existiu produção fotovoltaica o seu valor é inexistente, podendo sugerir que a produção fotovoltaica nunca excedeu os valores previstos.

A Figura 5.24 apresenta a evolução temporal da energia terciária total mobilizada e a produção fotovoltaica em todos os dias do mês de janeiro.

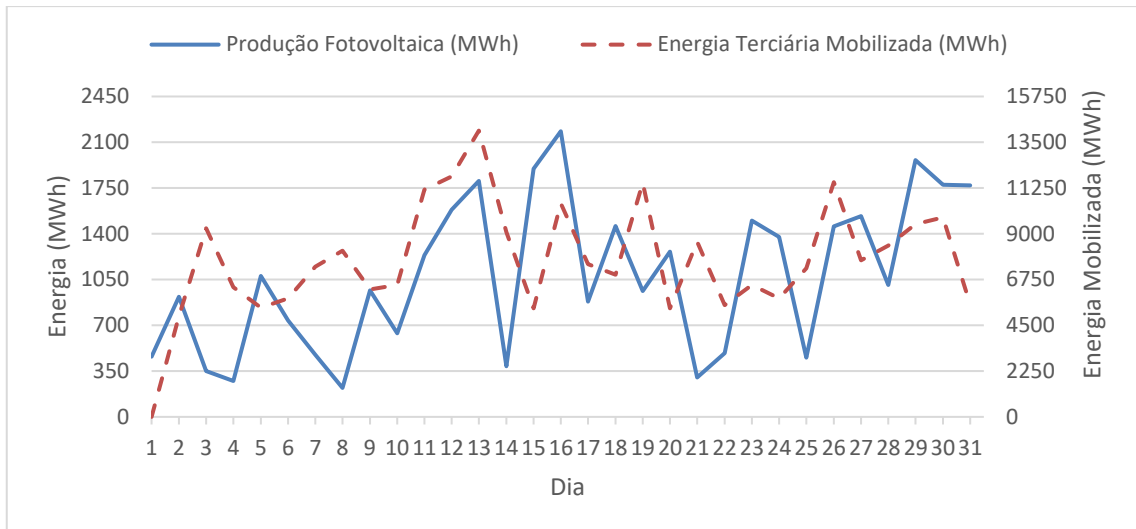


Figura 5.24 - Produção fotovoltaica e energia terciária mobilizada em janeiro de 2016.

No que diz respeito à energia terciária total mobilizada, a Figura 5.24 permite constatar que existem dias em que o comportamento da curva da produção fotovoltaica é contrária em relação ao comportamento da curva da energia terciária mobilizada, como acontece nos primeiros dias do mês. Nestes primeiros dias, um aumento na produção fotovoltaica é acompanhado por um decréscimo na energia terciária mobilizada, e vice-versa. O mesmo acontece, por exemplo, nos dias 18, 19 e 20. Por outro lado, entre o dia 10 e o dia 14 o comportamento de cada uma das curvas é idêntico, existindo, portanto, dias em que se verifica uma correlação positiva e outros em que este valor é negativo. Pelo coeficiente de Pearson temos então que a correlação para o mês de janeiro entre a produção fotovoltaica e a energia terciária mobilizada é de 0,29.

Analisando a Figura 5.24 é ainda evidente que no dia 14 de janeiro a produção fotovoltaica apresenta um valor inferior aos dias anteriores e seguintes, e, dado que neste período a curva da energia terciária mobilizada acompanha a curva da produção fotovoltaica, leva a que seja um período indicado para uma análise mais pormenorizada. Assim, de seguida, a Figura 5.25 apresenta os valores da energia terciária mobilizada a subir e a descer e a produção fotovoltaica nos dias 13, 14 e 15 de janeiro.

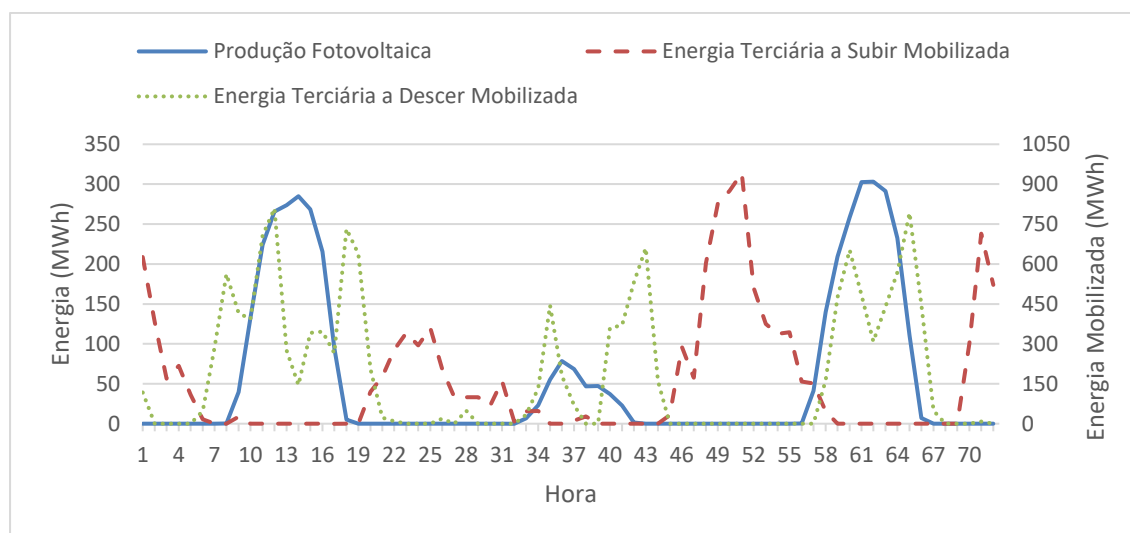


Figura 5.25 - Produção fotovoltaica e energia de terciária mobilizada a subir e a descer nos dias 13, 14 e 15 de janeiro.

A escolha dos dias 13, 14 e 15 de janeiro deve-se ao facto de, como já mencionado, no dia 14 de janeiro existir uma quebra na produção de energia fotovoltaica comparativamente aos restantes dias. O objetivo passa por verificar se esta quebra tem influencia na energia terciária mobilizada, nomeadamente a subir, para cobrir a falta de produção fotovoltaica verificada, e, pela Figura 5.25 é possível constatar que tal não acontece. Não só não existem valores acrescidos de energia mobilizada a subir entre a hora 32 e 42, correspondentes às horas de produção fotovoltaica no dia 3 de janeiro, como se verifica que a energia terciária a descer mobilizada aumenta.

A energia terciária mobilizada a descer nas horas em estudo apresenta um comportamento relativamente cíclico e que coincide com as horas em que a produção fotovoltaica é mais evidente, ou seja, durante o dia. Por outro lado, a energia terciária mobilizada a subir surge em momentos em que a produção fotovoltaica é inexistente, ou seja, durante a noite. No entanto o Operador de Sistema sabe que não existirá produção fotovoltaica durante o horário noturno pelo que o uso da energia terciária a subir estará relacionado com outros fatores, nomeadamente alterações da produção eólica ou do consumo como já referido.

Desta forma, é possível concluir que o uso de energia terciária a subir nos dias 13, 14 e 15 não foi fruto de variações da produção fotovoltaica, e que o uso de energia terciária a descer apresenta um comportamento cíclico e idêntico ao longo deste período para qualquer valor de produção fotovoltaica, levando também a concluir que o seu uso não deverá estar relacionado com as variações da produção eólica ou erros de previsão.

5.3.2 Análise do mês de julho

O mês de julho de 2016 foi o mês que registou a maior produção fotovoltaica no ano com 89,781 GWh, tal como ilustrado na Tabela 4.3 do Capítulo anterior. Como explicado, este é um mês de verão e como tal as condições meteorológicas resultam num aumento da produção e da eficiência desta fonte devido não só ao número de horas em que o sol incide sobre os painéis como também pelo facto do seu ângulo de incidência ser mais perpendicular à sua superfície.

A Figura 5.26 apresenta os valores da produção fotovoltaica em todos os dias do mês de julho e os valores da banda de reserva secundária contratada no mesmo período, sendo que, para cada um dos dias, os valores apresentados resultam da soma de todos valores em todos os períodos horários do dia.

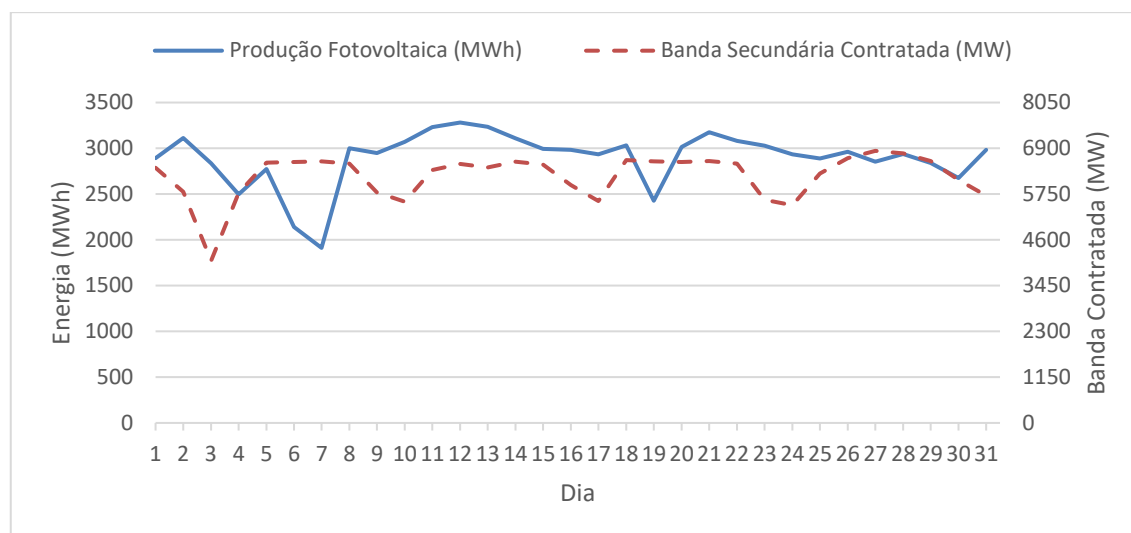


Figura 5.26 - Produção fotovoltaica e banda de reserva secundária contratada no mês de julho de 2016.

Analisando a Figura 5.26 não é possível retirar conclusões relativamente à existência de uma relação evidente entre a produção fotovoltaica e a banda secundária contratada, uma vez que, tal como nos casos previamente analisados, estes valores correspondem à soma da banda contratada a subir e a descer e em cada período de contratação. O cálculo do coeficiente de Pearson resulta num valor de correlação de $-0,06$, suportando a ideia da inexistência de uma relação linear entre a produção fotovoltaica e a banda secundária total contratada. É ainda de salientar a quebra na contratação de banda secundária verificada no dia 3 de julho que, apesar de ser um domingo, foi bastante inferior à banda contratada nos restantes domingos do mês.

Relativamente aos valores da energia secundária mobilizada, a Figura 5.27 apresenta a sua evolução ao longo do mês de julho juntamente com os valores da produção fotovoltaica.

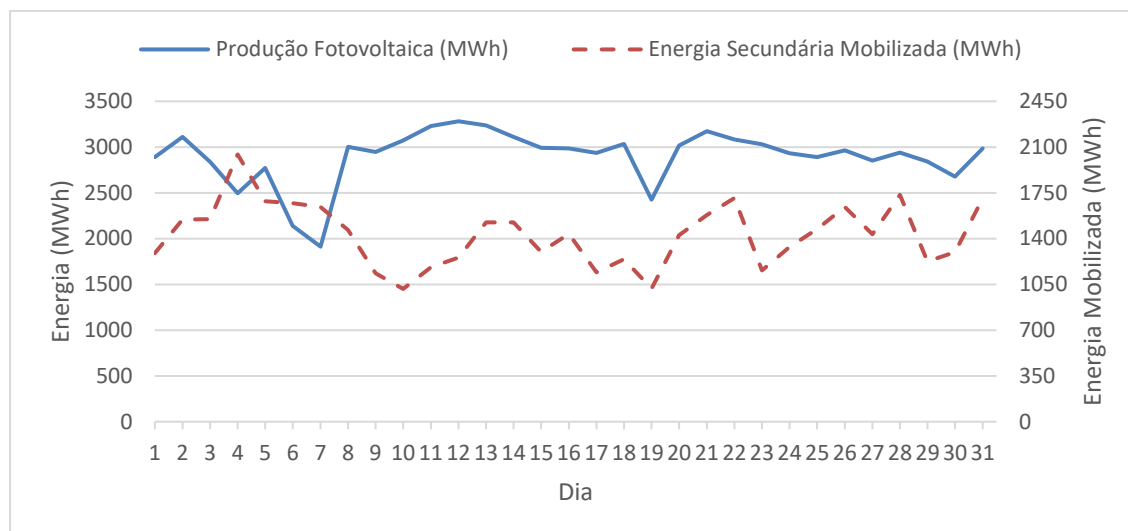


Figura 5.27 - Produção fotovoltaica e energia de reserva secundária mobilizada em julho de 2016.

Através da Figura 5.27 que ilustra o comportamento da energia secundária mobilizada já é possível verificar algumas possíveis relações entre as variáveis em estudo. No dia 4 de julho a produção fotovoltaica sofreu um ligeiro decréscimo em relação aos dias 3 e 5, coincidindo com o aumento na energia secundária mobilizada. No entanto, o decréscimo de produção fotovoltaica registado no dia 19 já coincide com uma diminuição da energia secundária mobilizada. É também de referir que do dia 18 ao dia 21 o comportamento das curvas de produção fotovoltaica e da energia secundária mobilizada são idênticos. Pelo facto de existir uma quebra significativa na produção fotovoltaica no dia 19 e por existir uma semelhança no comportamento dos gráficos neste período, irá ser feita uma análise mais detalhada da energia secundária mobilizada e da banda secundária contratada nos dias 18, 19, 20 e 21.

A Figura 5.28 apresenta então os valores da produção fotovoltaica e da banda de reserva secundária contratada, a subir e a descer, em todas as horas dos dias 18, 19, 20 e 21 de julho de 2016.

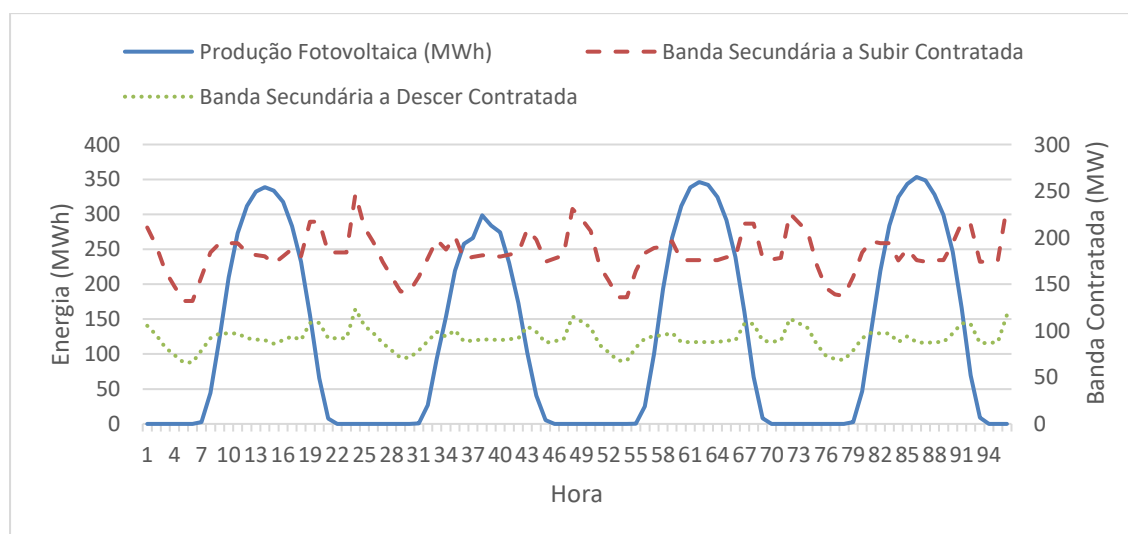


Figura 5.28 - Produção fotovoltaica e banda de reserva secundária contratada a subir e a descer nos dias 18, 19, 20 e 21 de julho de 2016.

A Figura 5.28 não permite retirar uma relação evidente entre a banda secundária contratada a subir ou a descer e a produção fotovoltaica nos dias em estudo. Sendo o dia 19, representado na figura entre a hora 24 e 48, o dia em que a produção foi mais baixa de entre os dias em estudo, existe a possibilidade deste decréscimo ter sido previsto pelo Operador de Sistema e como tal o programa diário realizado já contabilizar este fator, não sendo necessário contratação de reserva secundária extra para algo já previsto. É também de notar que a produção fotovoltaica registada nestes dias coincidiu com valores de reserva secundária contratada constantes nas horas em que existiu produção fotovoltaica, sendo que nas restantes horas estes valores contratados são mais irregulares e por vezes mais elevados.

A Figura 5.29 apresenta os valores da produção fotovoltaica e da energia secundária mobilizada a subir e a descer nos dias 18, 19, 20 e 21, permitindo então verificar se de facto o decréscimo na produção fotovoltaica registado no dia 19 deu origem a um uso mais expressivo de energia secundária.

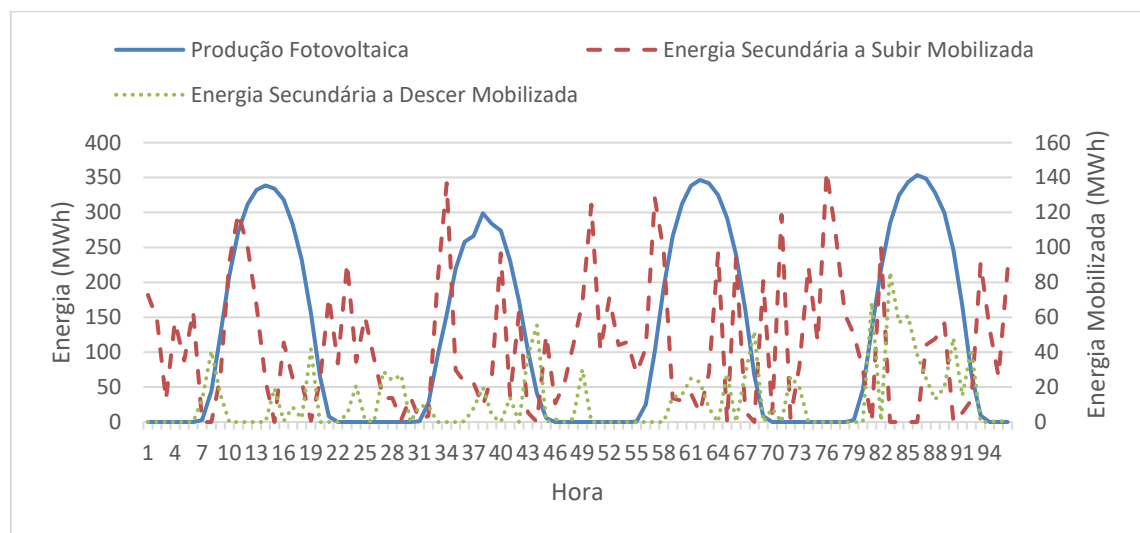


Figura 5.29 - Produção fotovoltaica e reserva secundária mobilizada a subir e a descer nos dias 18, 19, 20 e 21 de julho de 2016.

Pela análise visual da Figura 5.29 é possível então concluir que, de um modo geral, não existe nenhuma relação evidente entre a produção fotovoltaica e a energia secundária mobilizada durante o período em estudo. A escolha destes dias para análise detalhada resultou do facto do no dia 19 a produção fotovoltaica ser inferior aos restantes dias, tornando este caso, teoricamente, numa boa amostra caso este decréscimo não fosse previsto e pudesse ter originado o uso de energia secundária. De facto, nas primeiras horas do dia 19 em que existe produção fotovoltaica existe também um aumento da energia secundária a subir mobilizada, o que, isoladamente, confirma a teoria de que este aumento resultaria do facto de a produção fotovoltaica ser inferior ao previsto. No entanto, em todos os dias analisados, sempre que começa a existir produção fotovoltaica este aumento é acompanhado pelo aumento da energia secundária a subir, fazendo com que o uso de energia secundária a subir no dia 19 de julho não seja algo isolado e como consequência da produção fotovoltaica desse dia.

A Figura 5.30 ilustra o comportamento da produção fotovoltaica no mês de julho e também os valores de energia terciária mobilizada no mesmo período.

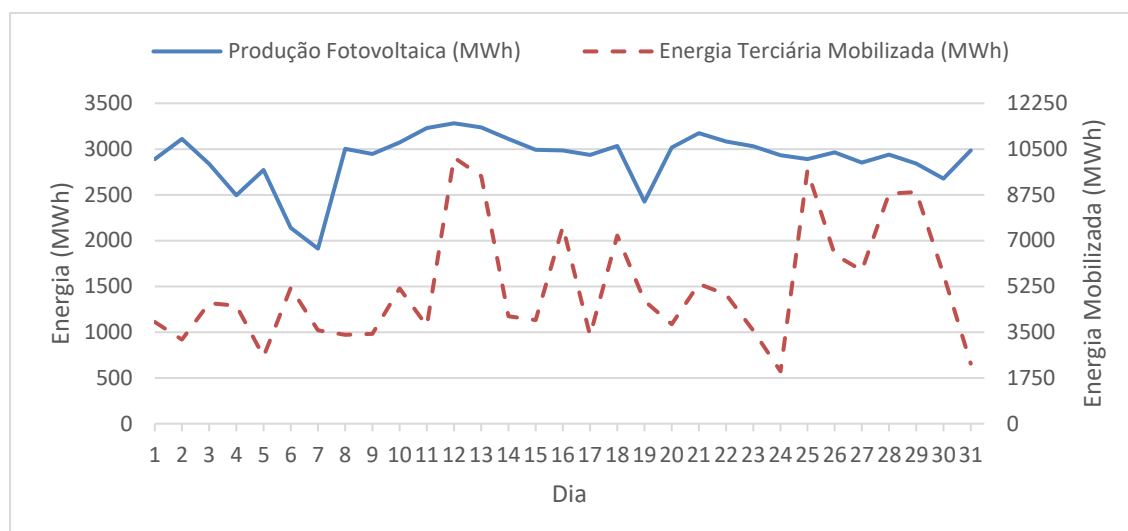


Figura 5.30 - Produção fotovoltaica e energia de reserva terciária mobilizada em julho de 2016.

Os valores apresentados na Figura 5.30 dizem respeito aos valores da energia de reserva terciária mobilizada, a subir e a descer, no mês de julho e da produção fotovoltaica verificada no mesmo período. Inicialmente é possível verificar que não parece existir nenhuma relação estre os gráficos apresentados. É de notar, por exemplo, um aumento da energia terciária mobilizada nos dias 12 e 13 de julho, que não corresponde a qualquer alteração na produção fotovoltaica nesse período. Naturalmente que este gráfico diz respeito a uma análise geral de cada dia e os valores usados resultam da soma algébrica dos valores horários, o que dificulta a deteção de possíveis relações.

É também de notar que o decréscimo na produção fotovoltaica verificada no dia 19 de julho, e que foi estudada e comparada anteriormente com a energia secundária, coincide também com uma diminuição da energia terciária mobilizada, o que por si só também parece ser contraditório com a hipótese inicialmente colocada. Um decréscimo não previsto na produção fotovoltaica devia resultar num aumento da energia mobilizada.

Por fim, é também de referir o decréscimo na energia terciária mobilizada entre os dias 22 e 24 e o aumento verificado logo após no dia 25. Estas variações bruscas não coincidem também com qualquer variação na produção fotovoltaica e, tendo em consideração a escala dos valores de cada uma das variáveis, a média de produção fotovoltaica diária é de 2896 MWh e da energia terciária mobilizada é de 5196 MWh, é plausível que não exista qualquer relação entre os dados analisados. No entanto, e tendo em consideração que os valores apresentados resultam da soma horária de cada variável, de seguida irá ser feita uma análise dos dias 18, 19, 20 e 21, à semelhança do que foi feito relativamente à energia secundária mobilizada.

A Figura 5.31 apresenta então os valores da produção fotovoltaica nos dias 18, 19, 20 e 21 de julho de 2016 e também os valores da energia de reserva terciária mobilizada a subir e a descer no mesmo período.

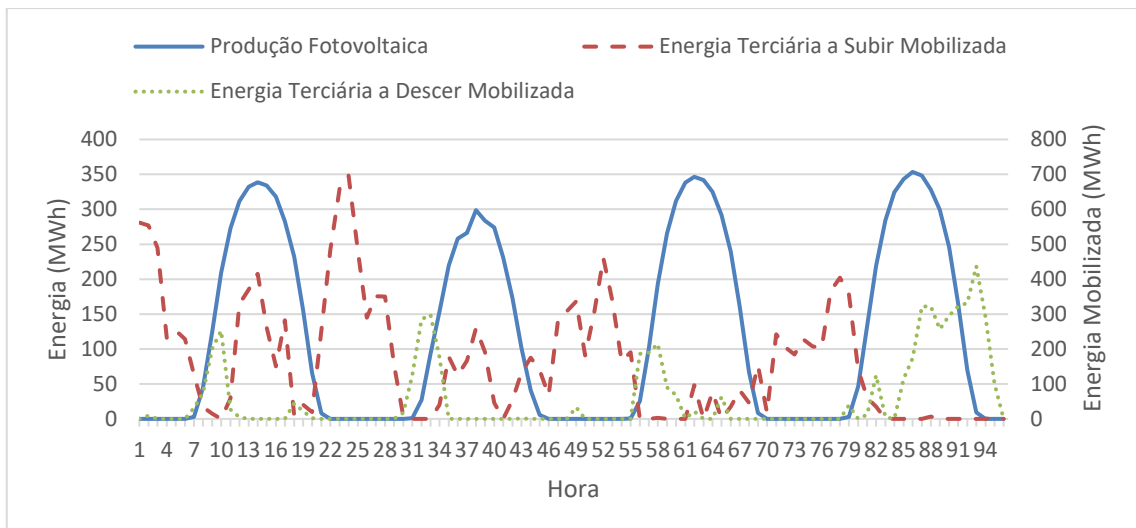


Figura 5.31 - Produção fotovoltaica e energia de reserva terciária mobilizada a subir e a descer nos dias 18, 19, 20 e 21 de julho de 2016.

A escolha destes dias recai no facto já explicado de o dia 19 ter apresentado uma produção fotovoltaica inferior aos restantes dias, com o intuito de verificar se esse decréscimo afetava o uso de energia terciária. Pela análise visual da Figura 5.31 é possível constatar que, de facto, existe um aumento da energia terciária mobilizada a subir no dia 19 que coincide com o aumento da produção fotovoltaica, o que não acontece nos dias 20 e 21. No entanto, no dia 18 a produção fotovoltaica tem um comportamento normal para a altura do ano e existe igualmente um aumento da energia terciária mobilizada, superior até aos valores registados no dia 19. Este facto leva a crer que o decréscimo na produção fotovoltaica no dia 19 não teve influencia na utilização de energia terciária a subir, uma vez que numa situação oposta, a do dia 18, a sua utilização foi até superior. Relativamente à energia terciária mobilizada a descer, é de notar que a sua utilização coincide com as horas do dia em que se inicia a produção de energia fotovoltaica, com a exceção do dia 21 em que a sua utilização é superior e concentrada nas ultimas horas do dia. A sua utilização poderá então estar relacionada com o facto de serem as horas em que o consumo sofre um aumento após a noite e existir a possibilidade de as suas previsões não serem tão eficazes. Junta-se a este facto também o impacto e a imprevisibilidade que as produções eólica e fotovoltaica ainda apresentam podendo justificar o de energia de regulação, quer secundária quer terciária, como referido anteriormente no estudo efetuado.

- 82 Estudo da relação entre a reserva secundária e terciária e a produção eólica e fotovoltaica em 2016

Capítulo 6

Conclusão

Neste trabalho efetuou-se uma análise dos resultados dos Mercados de Serviços de Sistema em Portugal Continental em 2016 e a sua relação com os valores da produção eólica e fotovoltaica no mesmo período. No que diz respeito aos Serviços de Sistema a análise em causa teve por base os valores da banda contratada da energia de regulação secundária e ainda os valores da energia mobilizada da energia de regulação secundária e terciária. Este Capítulo apresenta as conclusões retiradas da análise referida.

A reestruturação do setor elétrico deu origem à criação de mercados transnacionais de eletricidade em diversos países e culminou também na liberalização e desregulamentação do setor, permitindo assim a participação de vários agentes e introduzindo competição em algumas atividades do setor. Em Portugal este processo culminou na criação do Mercado Ibérico de Eletricidade, MIBEL, juntamente com Espanha, que até à data detinham mercados individuais e em que as transações de eletricidade ocorriam a nível nacional e entre as empresas verticalmente integradas em cada país. O MIBEL teve então início em julho de 2007 e está estruturado de forma a que a gestão financeira dos mercados se encontre a cargo de dois pólos, o OMEL, pólo espanhol responsável pela gestão dos mercados diário e intradiário, e o OMIP, pólo português responsável pela gestão dos mercados a prazo. A reestruturação do setor resultou na desverticalização das empresas existentes e a sua separação por atividades, fazendo com que se tornasse fundamental a existência de uma boa coordenação e comunicação entre os agentes envolvidos. Desta forma foi criado um Operador de Mercado comum aos dois países e responsável pela gestão económica dos mercados de eletricidade. A nível nacional, foi também criado um Operador de Sistema em cada país responsável pela gestão técnica do sistema elétrico, e que, além de outras funções e serviços, tem acesso a diversos Serviços de Sistema. Os Serviços de Sistema dizem respeito aos serviços a que o Operador de Sistema pode recorrer e que são necessários para a transmissão de energia desde o vendedor até ao comprador, garantindo a manutenção dos níveis de segurança, fiabilidade e estabilidade do sistema.

Em Portugal, os Serviços de Sistema podem ser classificados como serviços obrigatórios ou complementares, sendo que apenas os serviços complementares são passíveis de remuneração. Dentro do conjunto de serviços requeridos pelo Operador de Sistema apenas a regulação secundária e a regulação terciária são serviços remunerados através de mecanismos de

mercado, sendo os restantes serviços considerados obrigatórios e não remunerados. Neste trabalho foram analisados os dados obtidos nos mercados de Serviços de Sistema em 2016 em Portugal Continental e que dizem respeito à banda contratada de energia de regulação secundária, energia de regulação secundária mobilizada e ainda energia de regulação terciária mobilizada. O objetivo da análise passa por verificar a existência de relações entre as produções eólica e fotovoltaica e a contratação de energia de regulação secundária e a energia de regulação secundária e terciária mobilizadas. O uso de energia de regulação secundária e terciária surge da necessidade do Operador de Sistema manter a estabilidade do sistema elétrico quando existem diferenças entre o consumo e a produção. Variações bruscas e não previstas na produção ou consumo resultam na alteração da estabilidade do sistema, nomeadamente no que diz respeito aos valores de frequência da rede que têm de ser respeitados a nível europeu. A escolha da produção eólica e fotovoltaica para o estudo efetuado prende-se com o facto de estas fontes apresentarem alguma imprevisibilidade e não existir tanto controlo na sua produção, fazendo com que, teoricamente, afetem a contratação e o uso de energia de regulação para o controlo de frequência.

Inicialmente foi feita uma análise separada dos valores das produções eólica e fotovoltaica em 2016 e também dos valores obtidos no mercado de Serviços de Sistema, relativamente à energia de regulação secundária e terciária, no mesmo período. A produção eólica em Portugal em 2016 foi responsável por uma elevada parcela do total de energia consumida, registando 12196 GWh de produção para 49307 GWh de consumo, conseguindo assim uma contribuição de cerca de 24,73%. No que diz respeito aos valores mensais, janeiro e fevereiro foram os meses que registaram a maior quantidade de energia eólica produzida, atingindo o pico diário anual no dia 12 de fevereiro com 94,905 GWh. Em contraste, setembro foi o mês em que a produção eólica foi mais baixa no ano de 2016, com 645,489 GWh. Pela análise geral dos valores da produção eólica é possível então concluir que o seu valor é superior nos meses do outono e inverno, que são meses que apresentam condições climáticas que resultam num índice de produtividade eólica mais elevado. É ainda de referir que o pico horário anual de produção eólica se registou no dia 7 de maio, às 16 horas, com um valor de 4423,600 MWh, e que foi um período alvo de análise mais detalhada neste trabalho.

Relativamente à análise geral dos valores da produção fotovoltaica em 2016 constatou-se que a energia produzida foi de 777,922 GWh, com uma contribuição para o consumo de 1,58% e registando-se também uma relação dos seus valores com as estações do ano. Os meses da primavera e verão foram os meses em que a produção fotovoltaica foi mais elevada, com especial ênfase para os meses de junho, julho e agosto que registaram valores mensais sempre superiores a 85 GWh, e que resulta do facto de nestes períodos, além de a incidência solar ter uma duração superior ao que se verifica no outono e inverno, o ângulo solar, a menor presença de nuvens na atmosfera e a temperatura permitem retirar o máximo rendimento dos painéis.

A análise geral dos valores dos mercados de Serviços de Sistema permite concluir que, no que diz respeito aos valores da banda contratada de reserva secundária no total de cada mês, estes mantiveram-se relativamente estáveis ao longo de todo o ano com um valor médio mensal de 187,641 GW do total de banda contratada. Por outro lado, os preços médios mensais da banda de reserva secundária contratada já apresentam um comportamento menos estável e com os meses de verão a apresentarem os valores mais baixos do ano. Em julho o preço médio da banda de reserva secundária contratada foi de 10,53 €/MW, em contraste com o mês de fevereiro que registou a média mais elevada do ano com 26,75 €/MW. Considerando todos os

períodos de contratação de banda de reserva secundária no ano de 2016 calculou-se ainda o volume económico referente a esta componente que foi de 37,074 M€.

Em relação à energia de regulação secundária efetivamente mobilizada em 2016 registou-se o valor máximo mensal no mês de dezembro, com 41,888 GWh de energia a subir e 7,004 GWh de energia a descer, e o valor mínimo no mês de maio, com 32,595 GWh de energia a subir e 6,638 GWh de energia a descer. Tendo em conta o total dos valores da energia secundária mobilizada em 2016 é de notar que a mobilização de energia a subir foi de 438,707 GWh, cerca de 5 vezes superior à mobilização de energia a descer que registou 81,446 GWh. Estes valores permitem então concluir que durante o ano de 2016 o uso de energia de regulação secundária deveu-se a situações em que, na maior parte dos casos, existiu um défice na produção em relação ao consumo, sendo então necessário a mobilização de energia a subir. No entanto, estes valores são, teoricamente, previsíveis uma vez que a contratação de banda secundária é feita na proporção de 2/3 de energia a subir para 1/3 de energia a descer. Relativamente à remuneração da mobilização de energia secundária, esta é feita através do preço da energia terciária mobilizada e, em 2016, o preço médio mensal da energia mobilizada a subir variou desde o valor mínimo de 33,86 €/MWh, registado em maio, até ao valor máximo de 72,74 €/MWh, registado em dezembro. Já o preço médio mensal da energia mobilizada a descer apresentou valores inferiores aos da energia mobilizada a subir em todos os meses do ano, registando-se o valor mínimo em abril, com 9,79 €/MWh, e o valor máximo em dezembro com 42,79 MWh. Considerando a parcela da remuneração de energia secundária mobilizada temos que no ano de 2016 o volume económico desta componente foi de 25,204 M€, que, somando à remuneração da banda contratada, resulta no valor total do volume económico da energia de regulação secundária de 62,278 M€.

Uma vez que o site do Operador de Sistema português apenas disponibiliza os valores de energia terciária mobilizada, e não da energia contratada, apenas foi feita uma análise dos valores mobilizados de energia terciária. Conclui-se então que no caso da energia de regulação, ou energia terciária, a mobilização de energia a subir não foi sempre superior à energia a descer, também como resultado de não existir uma proporção definida para a contratação deste serviço. É ainda de notar que a mobilização de energia terciária em 2016 foi muito superior à mobilização de energia secundária, sendo que o valor médio mensal máximo da energia terciária mobilizada foi de 244,430 GWh, registado em dezembro, e que foi cerca de 5 vezes superior ao valor médio mensal máximo da energia secundária mobilizada. No total, em 2016, a energia terciária mobilizada, a subir e a descer, foi de 2402,862 GWh, quase 5 vezes superior ao total de energia secundária mobilizada. Naturalmente que, dado que a remuneração da mobilização de energia secundária e terciária é feita com o mesmo preço de mercado, o total do volume económico relativo à energia de reserva terciária foi superior ao da energia de reserva secundária, registando 91,5 M€.

O objetivo global deste trabalho focou-se na verificação da existência de alguma relação entre os valores da reserva secundária e terciária, no caso da reserva secundária considerando a banda contratada e a energia mobilizada e no caso da reserva terciária considerando apenas a energia mobilizada, e as produções eólica e fotovoltaica em 2016. O objetivo passa por verificar a existência ou não de uma relação que confirme que a variação da produção eólica, motivada pela imprevisibilidade do vento, e a variação da produção fotovoltaica têm influencia nos valores contratados e mobilizados da reserva secundária e nos valores mobilizados da reserva terciária.

Para a análise da relação entre a banda de reserva secundária contratada e a produção eólica recorreu-se aos dados do mês de fevereiro de 2016, por ser o mês com o valor de produção eólica mais elevado, do mês de maio, por incluir dias em que a produção eólica atingiu valores máximos anuais, e ainda o mês de setembro por ser o mês em que a produção eólica foi mais baixa. Pela análise dos gráficos que comparam o total de banda de reserva secundária contratada em cada período e a produção eólica constatou-se que, em casos pontuais, é possível verificar uma possível relação entre as variáveis em estudo, nomeadamente relações inversas, em que quando uma das variáveis aumenta, por exemplo a produção eólica no dia 8 de maio, o valor da banda de reserva secundária diminui. No entanto, e analisando os dados e os gráficos de uma forma geral, não se tornou evidente uma relação óbvia entre as variáveis em estudo. No que diz respeito ao cálculo do coeficiente de Pearson para estes períodos e casos de estudo, temos que em todos os meses analisados o seu valor revelou-se indicativo de uma ligeira correlação entre as variáveis. No mês de fevereiro o coeficiente de Pearson calculado foi de -0,53, no mês de maio foi de -0,44 e no mês de setembro foi de 0,33. Assim, e pelo cálculo deste coeficiente, é possível concluir que poderá existir uma ténue relação entre os valores diários da produção eólica e a banda de reserva secundária contratada diariamente. É também de notar que nos meses em que a produção eólica se revelou superior, fevereiro e maio, o coeficiente de Pearson apresenta valores negativos e também superiores, enquanto que no mês de setembro, que foi o mês com menor produção eólica do ano, este coeficiente é positivo e inferior aos restantes. Desta forma, estes dados sugerem que poderá existir uma relação entre a quantidade de energia eólica produzida e a banda de reserva secundária contratada, isto é, quanto mais elevada for a produção eólica maior será a sua relação com a banda secundária contratada no sentido em que essa banda será menor.

Considerando ainda o estudo da banda secundária contratada escolheram-se também alguns dias de cada mês em que se verificou uma quebra ou aumento acentuado da produção eólica ou ainda uma possível relação gráfica direta ou inversa entre as variáveis em estudo, para uma análise mais detalhada de cada hora. Relativamente aos dias analisados do mês de fevereiro, em que existe uma quebra na produção eólica em um dos dias, não ficou evidente, pela análise gráfica, qualquer relação entre essa quebra e a contratação de banda secundária a subir ou a descer. Este comportamento pode também ser explicado pela qualidade das previsões da produção eólica efetuadas pelo Operador de Sistema, que permitem assim preparar um programa diário de funcionamento que já contabilize estas quebras na produção e que resulte em que não seja necessário a contratação de uma maior banda de reserva secundária. Por outro lado, os dias analisados em maio como em setembro não permitem também retirar conclusões relativamente a uma possível relação entre a produção eólica e a banda secundária contratada a subir e a descer, ficando a ideia de que tal se pode dever ao facto de as previsões da produção eólica efetuadas pelo Operador de Sistema serem extremamente fiáveis. O acesso a estes dados das previsões, quer da produção eólica quer do consumo, poderia permitir retirar conclusões mais específicas quanto à existência de uma possível relação entre estas variáveis.

Relativamente ao estudo da energia secundária mobilizada e a sua relação com a produção eólica, e dado que os valores de ambas as variáveis correspondem ao mesmo período temporal, seria de esperar a existência de dados resultantes da análise feita que suportassem a hipótese inicialmente colocada. Os dias dos meses de fevereiro, maio e setembro utilizados para o estudo não permitem retirar, de uma forma geral, conclusões definitivas que permitam identificar uma relação linear entre a produção eólica e a mobilização de energia secundária.

No entanto, existem situações pontuais em que os valores da produção eólica e da energia secundária mobilizada podem sugerir a hipótese proposta. Nos dias em estudo no mês de fevereiro foi possível verificar que o aumento na produção eólica no final do dia 4 coincidiu com um aumento da energia secundária mobilizada a descer e uma diminuição da energia secundária a subir. O uso de energia secundária a descer surge quando a produção é superior ao consumo no sistema, sendo necessário retirar energia da rede. Este aumento da produção eólica poderá não ter sido previsto com tanta eficácia pelo Operador de Sistema e, como tal, ter dado origem ao uso de energia secundária a descer. Em contraste, nos dias de maio analisados, verificou-se a existência de uma quebra de produção eólica que ocorreu em simultâneo com o aumento da energia secundária mobilizada a subir num curto período de tempo, sendo que nas restantes horas não se verificaram relações evidentes entre as componentes. Para se poder retirar conclusões definitivas em relação a este estudo seria necessário ter acesso aos dados das previsões de produção eólica realizadas pelo Operador de Sistema e verificar se, de facto, nestas horas existiu uma alteração em relação ao que na realidade foi produzido. Caso se verificasse a existência de um aumento da produção em relação ao previsto então o aumento da energia secundária mobilizada a descer poderia estar relacionada com esse fator, da mesma forma que se a produção eólica real fosse menor que a prevista então também ficaria justificada a mobilização de energia secundária a subir.

Relativamente à energia terciária mobilizada e a sua relação com a produção eólica, e à semelhança do que aconteceu com a energia secundária mobilizada, não é possível retirar conclusões relativamente a uma possível relação entre estas componentes. Efetivamente, e no caso dos dias de fevereiro analisados, verificou-se uma situação oposta ao que seria previsível neste estudo, em que o aumento da energia terciária mobilizada a descer coincide com períodos horários em que a produção eólica é mais baixa. Esta situação contraria a proposta hipotética e analisada neste trabalho, mas pode ser justificado pelo facto de a energia terciária mobilizada a descer ter sido utilizada por outro motivo, por exemplo alterações não previstas no consumo, ou ainda pelo facto de, apesar de a produção eólica ter diminuído, poderá ainda assim ter sido superior ao previsto. Neste último caso já poderia existir uma relação entre ambas as variáveis. Tanto o mês de maio como o mês de setembro também não permitem retirar conclusões em relação a esta relação, ainda que nos dias de setembro analisados exista um aumento significativo da produção eólica que foi acompanhado por um aumento também ele significativo da energia terciária a descer. No entanto, e tal como acontece com a energia secundária mobilizada, não é evidente qualquer relação entre a energia terciária e a produção eólica sendo necessário o acesso aos dados das previsões para se poder retirar conclusões que não sejam meramente especulativas.

No que diz respeito à análise feita relativamente à produção fotovoltaica, conclui-se que os valores de energia secundária mobilizada são de uma escala idêntica aos valores da produção fotovoltaica, sendo que no caso da energia terciária mobilizada estes acabam mesmo por ser superiores. O facto de ambas as variáveis apresentarem uma escala de valores idêntica poderia, na teoria, permitir verificar relações que suportassem a hipótese levantada. No entanto, e considerando os dias de janeiro e julho analisados, não se tornou evidente nenhuma relação linear ou mesmo a nível gráfico entre as variáveis em estudo. No que diz respeito à banda secundária contratada ficou também evidente que os seus valores apresentam um comportamento cíclico e que, no caso de uma comparação com os valores da produção fotovoltaica, não evidenciam nenhum comportamento que permita afirmar que existe uma

relação entre estas variáveis. É de referir ainda que, no caso da energia terciária mobilizada nos dias de janeiro analisados, a mobilização de energia a descer coincide com períodos horários em que a produção fotovoltaica é superior, mas o decréscimo na produção verificado no dia 14 não resulta em qualquer alteração na energia terciária mobilizada a subir. De uma forma análoga, o decréscimo na produção fotovoltaica verificado no dia 19 de julho, comparativamente aos dias 18, 20 e 21, não coincidiu com um uso extraordinário de energia terciária a subir.

Finalizadas as análises, e considerando o objetivo principal deste trabalho, verificou-se que tanto os valores da produção eólica como os da produção fotovoltaica, e as suas variações, não apresentam relações evidentes com a contratação de energia secundária e a mobilização de energia secundária e terciária. Dos resultados obtidos ficou evidente que a existência de variações na produção eólica e fotovoltaica não permite afirmar que existe uma relação linear com a contratação de energia secundária, principalmente por esta ser feita no dia anterior à produção verificada, como também não permite concluir que exista qualquer relação com a mobilização de energia secundária e terciária. No entanto, foi possível determinar que em determinadas horas analisadas a variação da produção eólica ou fotovoltaica coincidiu com a mobilização de energia, mas sendo casos pontuais e não repetidos torna a existência de uma relação entre as variáveis apenas uma situação hipotética e especulativa.

Como referido ao longo do trabalho, uma possível solução para determinar se de facto estas variações da produção deram origem ao uso de energia mobilizada secundária e terciária passa pela obtenção e análise dos valores das previsões de produção e do consumo efetuadas no dia anterior. Com acesso a estes dados, poderia ser possível verificar se o desvio entre as previsões efetuadas e o que efetivamente se verificou deram ou não origem a mobilização de energia de reserva, tendo ainda em consideração que o seu uso pode ainda ser feito por outros motivos, como por exemplo a resposta à saída de serviço de grupos geradores.

Referências

- [1] J. C. Leite de Sousa. “Os Serviços de Sistema no MIBEL - Regras de fornecimento e de contratação e resultados obtidos de 2010 a 2012”. Tese de mestrado. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, junho de 2012. Acesso a 12/10/2017.
- [2] J. P. Tomé Saraiva, J. L. P. Pereira da Silva, M. T. Ponde de Leão. “Mercados de Electricidade - Regulação e Tarifação de Uso das Redes”. FEUPedições, 2002.
- [3] M. H. R. Gomes. “Novos Mecanismos de Mercado de Energia Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos”. Tese de doutoramento. Porto 2007. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- [4] Portal Nordpool, “History”. Disponível em <http://www.nordpoolspot.com/About-us/History/>. Acesso em 28/10/2017.
- [5] J. J. Monteiro Figueira. “O Estado na eletrificação portuguesa: Da Lei de Eletrificação do País à EDP (1945-1976)”. Tese de doutoramento. Coimbra 2012. Faculdade de Economia da Universidade de Coimbra.
- [6] Ordem dos Engenheiros, “Em prol da electrificação do País - I”. Disponível em <http://www.ordemengenheiros.pt/pt/centro-de-informacao/dossiers/historias-da-engenharia/em-prol-da-electrificacao-do-pais-i/>.
- [7] Sofia Teives Henriques, “A electrificação nacional: o ciclo das grandes barragens (1944-1961)”, outubro de 2013. Disponível em https://www.researchgate.net/profile/Sofia_Henriques3/publication/316494045_A_elec_trificacao_nacional_o_ciclo_das_grandes_barragens_1944-1961/links/590109b0a6fdcc8ed50ee5d7/A-electrificacao-nacional-o-ciclo-das-grandes-barragens-1944-1961.pdf.
- [8] Ordem dos Engenheiros, “Em prol da electrificação do País - II”. Disponível em <http://www.ordemengenheiros.pt/pt/centro-de-informacao/dossiers/historias-da-engenharia/em-prol-da-electrificacao-do-pais-ii/>.
- [9] M. L. Braga Sampaio. “A Central do Freixo: Um projecto termoeléctrico para a região do Porto”. Tese de mestrado. Porto 2008. Faculdade de Letras da Universidade do Porto.
- [10] Maria L. M. C. Fok. “Análise dos Resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no Ano de 2015”. Tese de mestrado, julho 2016. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

- [11] Decreto Lei nº 29/2006 de 15 de fevereiro do Ministério da Economia e da Inovação. Diário da República: I Série A, Nº 33 (2006). Disponível em https://www.voltimum.pt/sites/www.voltimum.pt/files/fields/attachment_file/pt/others/R/2009111065442008102945472008102998907105.pdf.
- [12] Portal da ERSE, “Produção em Regime Especial”. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/rotulagemenergetica/pre/Paginas/default.aspx>. Acesso em 23/10/2017.
- [13] Portal da ERSE, “Distribuição”. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/distribuicao/Paginas/default.aspx>. Acesso em 23/10/2017.
- [14] APREN, “Eletricidade Renovável em Revista 2016”. 2017.
- [15] REN, “Dados Técnicos 2016”.
- [16] Club Español de la Energía, “El Sector Energético Español y Su Aportación a la Sociedad”, maio 2014. Disponível em http://www.ieee.es/Galerias/fichero/OtrasPublicaciones/Nacional/2014/LibroPDF_SectorEnergeticoEspanol_AportacionSociedad_2014.pdf. Acesso em 23/10/2017.
- [17] Portal da *Energía Y Sociedad*, “Historia De La Electricidad En España”. Disponível em <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/1-2-historia-de-la-electricidad-en-espana/>. Acesso em 24/10/2017.
- [18] J. M. M. Fano. “Historia y panorama actual del sistema eléctrico español.”, Revista *Física y Sociedad* - Número 13, 2002. Madrid: Colegio Oficial de Físicos.
- [19] J. A. Amo. “Análisis del Sector Eléctrico Español y Cuadro de Mando Integral Empresa Eléctrica”. Tese de Mestrado, julho de 2015. *Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales*.
- [20] A. G. Alonso. “Análisis del Mercado Eléctrico Español”. Madrid, abril de 2014. *Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales*.
- [21] REE, “Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2016”. 2017.
- [22] OMIP, “MIBEL”. Disponível em <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>. Acesso a 12/10/2017.
- [23] Portal da ERSE, “Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a Criação do Mercado Ibérico de Eletricidade”, 14 de novembro de 2011. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Documents/ProtocolodeCooperacion%20MIBEL.pdf>. Acesso a 12/10/2017.
- [24] Portal da ERSE, “Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Eletricidade”, março de 2002. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Documents/Modelo%20MIBEL.pdf>. Acesso em 17/10/2017.
- [25] L. Braga da Cruz. “A liberalização do setor da energia, o MIBEL (Mercado Ibérico de Eletricidade) e o OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo português)”, 23 de janeiro de 2003.

- [26] OMIE, “Diário e Intradiário”. Disponível em <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/diario-e-i>. Acesso em 17/10/2017.
- [27] Portal do OMIE, “Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica”, 23 de dezembro de 2015. Disponível em http://www.omie.es/files/reglas_diciembre_2015_1.pdf. Acesso em 17/10/2017.
- [28] OMIE, “Mercado Diário”. Disponível em <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-di>. Acesso em 18/10/2017.
- [29] CMVM, ERSE, CNMV e CNE, “Descrição do funcionamento do MIBEL”, novembro de 2009.
- [30] OMIE, Resultados do mercado. Disponível em <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. Acesso a 18/10/2017.
- [31] OMIP, “Perfil”. Disponível em <http://www.omip.pt/OMIP/Perfil/tabid/63/language/pt-PT/Default.aspx>. Acesso em 18/10/2017.
- [32] OMIClear, “Perfil”. Disponível em <http://www.omiclear.pt/OMIClear/TermsOfUse/tabid/131/language/pt-PT/Default.aspx>. Acesso em 19/10/2017.
- [33] OMIP, “Regulamento da Negociação”, 14 de dezembro de 2016.
- [34] Union of the Electricity Industry - EURELECTRIC. “Ancillary Services. Unbundling Electricity Products - na Emerging Market”. Bruxelas, fevereiro 2004.
- [35] Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia - ACER, “Framework Guidelines on Electricity System Operation”. Disponível em http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Framework_Guide_lines/FG%20on%20Electricity%20System%20Operation/FG-2011-E-003_02122011_Electricity%20System%20Operation.pdf. Acesso em 31/10/2017.
- [36] A. M. Pirbazari. “Ancillary Services. Definitions, markets and practices in the world.” IEEE, Suécia, 2010. *Chalmers University of Technology*.
- [37] J.A. Peças Lopes, J.T. Saraiva, J.N. Fidalgo, N. Fonseca, Y. Phulpin, “Desenvolvimento de Ferramentas de Análise do Impacto Técnico da Integração de Microprodução e Veículos Elétricos - Parte II”, INESC Porto, 30 de dezembro 2011.
- [38] UCTE, “P1 - Policy 1: Load Frequency Control and Performance”. 2009.
- [39] Consentec GmbH. “Description of load-frequency control concept and market for control reserves”. Aachen, fevereiro de 2014.
- [40] ERSE, “Manual de Procedimento da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico”. Abril 2014.
- [41] J. A. Peças Lopes. “Produção e Transporte de Energia 2 - Gestão de Serviços de Sistema”. FEUP, 2003.
- [42] UCTE, “Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance”. 2004.

- [43] J. Sun, Da Xie, Y. Lou, M. Yang, Yu Zhang. “Black-start Scheme Based on EV’s Intelligent Integrated Station”. 2014 International Conference on Power System Technology. Chengdu, outubro de 2014.
- [44] Carlos Moreira. “Introdução à Estabilidade de Tensão”. FEUP, 2017.
- [45] ERSE, “Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema”. Dezembro de 2008.
- [46] ERSE, “Regulamento de Operação das Redes”. Junho de 2007.
- [47] Elisa Rojas. “Mercado de servicios de ajustes del sistema eléctrico. Propuestas de mejora.” Universidade Carlos III de Madrid. Junho de 2013.
- [48] *Secretaría de Estado de Energía*, “Procedimiento de operación del sistema 1.1. Condiciones de entrega de energía puntos frontera”. Agosto de 1998.
- [49] *Ministerio de Industria, Energía Y Turismo*, “Procedimiento de operación del sistema 1.1. Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico”. Abril de 2016.
- [50] *Boletín Oficial Del Estado*, “Disposiciones Generales”. *Ministerio de Industria, Energía Y Turismo*. Dezembro de 2015. Disponível em http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/RES_VAR_20151218_Participacion_en_servicios_de_ajuste_y_aprobacion_POs.pdf
- [51] *Ministerio de Industria Y Energía*, “Procedimiento de operación del sistema 7.4. Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte”. Março de 2000.
- [52] *Ministerio de Industria, Energía Y Turismo*, “Procedimiento de operación del sistema 1.5. Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia”. Julho de 2006.
- [53] *Secretaría de Estado de Energía*, “Procedimiento de operación del sistema 7.1. Servicio complementario de regulación primaria”. Agosto de 1998.
- [54] *Ministerio de Industria, Energía Y Turismo*, “Procedimiento de operación del sistema 7.2. Servicio complementario de regulación secundaria”. Agosto de 1998.
- [55] *Ministerio de Industria, Energía Y Turismo*, “Procedimiento de operación del sistema 7.3. Servicio complementario de regulación terciaria”. Agosto de 1998.